

Inhalt

Inhalt	I
Abbildungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
0 Einführung	1
1 Grundlagen	3
1.1 <i>Die Photovoltaiktechnologie</i>	3
1.1.1 Funktionsweise	3
1.2 <i>Aufbau einer Photovoltaikanlage</i>	4
1.2.1 Die Solarmodule.....	5
1.2.1.1 Dünnschichtmodule	6
1.2.1.2 Polykristallines Siliziummodul	6
1.2.1.3 Monokristallines Siliziummodul	6
1.2.2 Der Photovoltaikwechselrichter	7
1.3 <i>Fehlerquellen</i>	9
1.4 <i>Wichtige Begriffe</i>	11
1.4.1 Die Performance Ratio	11
1.4.2 Die Nennleistung.....	11
1.4.3 Spezifischer Anlagenenertrag	12
1.4.4 Der Systemwirkungsgrad	12
1.4.5 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	13
1.4.6 Die Lineare Regression.....	13
1.4.7 Die Globalstrahlung.....	14
2 Möglichkeiten zur Beurteilung des Einspeiseverhaltens	16
2.1 <i>Die PV-Anlagen im Versorgungsnetz der Stadtwerke Schkeuditz GmbH</i>	16
2.2 <i>Normierung der Ertragsdaten</i>	18
2.3 <i>Die Auswertung durch Vergleich der Lastgänge.....</i>	20
2.4 <i>Die Auswertung mit Hilfe der Globalstrahlung</i>	22
3 Auswertung und Kontrolle der Anlagen	24
3.1 <i>Anlagenmonitoring</i>	24
3.2 <i>Detektion eines Fehlers mit der Methode</i>	26

3.3	<i>Konkretes Beispiel</i>	29
4	Betriebsmittel für die Überwachung und Auswertung von PV-Anlagen	34
4.1	<i>Gesetzliche Regelungen</i>	34
4.2	<i>Smart Metering</i>	35
4.3	<i>Datenkommunikation</i>	35
4.4	<i>Betriebsmittelauswahl</i>	37
5	Kalkulation eines Dienstleistungsangebotes	38
5.1	<i>Ertragseinbußen bei Anlagendefekten</i>	38
5.2	<i>Angebotskalkulation</i>	46
6	Ergebnisse und Ausblick	49
6.1	<i>Ergebnisse</i>	49
6.2	<i>Bewertung der Arbeit</i>	49
6.3	<i>Ausblick</i>	50
Literatur		V
Anlagen		VII
Selbstständigkeitserklärung		

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Aufbau der Photovoltaikanlage mit 2 Zählern	4
Abbildung 1-2: Aufbau der Photovoltaikanlage mit einem Zweirichtungszähler	5
Abbildung 1-3: U-I-Kennlinie mit MPP	8
Abbildung 2-1: Darstellung d. Abhängigkeit d. Ertrages v. Ausrichtung & Neigung	17
Abbildung 2-2: Spezifische Erträge der Anlagen vom 12.08. - 01.10.2011	20
Abbildung 2-3: Normierte Globalstrahlung und spez. Ertrag d. Anlage 1 vom 03.09. – 02.10.2011	23
Abbildung 3-1: Darstellung der linearen Regression zwischen 2 Anlagenenerträgen	26
Abbildung 3-2: Regressionsgerade der Anlage 1 mit den Anlagen 2, 3 und 4	30
Abbildung 3-3: Projektionsband mit den Schwellenwerten.....	31
Abbildung 3-4: Projektionsband mit den Schwellenwerten und Folgetag	32
Abbildung 3-5: Projektionsband mit Globalstrahlung	33
Abbildung 5-1: Normierte Tagesertragswerte & Globalstrahlung	40
Abbildung 5-2: Normierte Erträge bei Schneebedeckung	41
Abbildung 5-3: Defekte Anlage	43

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Die Parameter der Anlagen 1 – 4	16
Tabelle 2-2: Spezifische Tageserträge in kWh/kWp	21
Tabelle 3-1: Spezifische Tageserträge der Anlagen.....	29
Tabelle 5-1: Normierte Erträge und Globalstrahlung vom 28.12.2011 bis 15.02.2012...	40
Tabelle 5-2: Kalkulation des Vergütungsausfalls.....	42
Tabelle 5-3: Ertragsverlust bei 5-tägigem Anlagendefekt	44
Tabelle 5-4: Ertragsausfall für jeweils 5 Tage im Winter / Sommer	45
Tabelle 5-5: Kosten des Monitorings mittels GSM-Zähler.....	46
Tabelle 5-6: Amortisation des Anlagenmonitorings im Winter	47
Tabelle 5-7: Amortisation des Anlagenmonitorings im Sommer	48

0 Einführung

Die Photovoltaik ist eine umweltentlastende sowie CO₂-sparende Form der Energieerzeugung. Für den Betreiber einer netzgekoppelten Anlage stellt sie darüber hinaus eine gute, langfristige Investitionsmöglichkeit dar, bei der ein störungsfreier Betrieb für die Rentabilität und eine schnelle Amortisation von hoher Bedeutung ist. Um dies sicherzustellen muss eine kontinuierliche Betriebsüberwachung sowie eine ständige Ertragsanalyse durchgeführt werden, da schon bei wenige Tage andauernden Defekten enorme Verluste an Einspeisevergütung hinzunehmen sind.

Um eine lückenlose Kontrolle der Lastgänge zu realisieren, wurde in dieser Diplomarbeit eine Lastgangdatenauswertung vorgenommen, um mit Hilfe dieser Erkenntnisse und der Auswahl notwendiger Betriebsmittel zur Anlagenüberwachung ein mögliches Dienstleistungsangebot für PV-Anlagenbetreiber zu entwerfen, welches bei mangelhafter Kontrolle der Einspeisewerte einen oftmals massiven Ertragsausfall verhindern oder limitieren soll. Dabei lag das Hauptaugenmerk auf einer einfachen und preiswerten Form des Anlagenmonitorings, welches teure Überwachungslösungen substituieren soll. Auf zusätzliche Hardware wurde dafür verzichtet, um die Fehleranfälligkeit und die Kosten so niedrig wie möglich zu halten. Es soll hauptsächlich auf vorhandene Applikationen sowie Software zugegriffen werden.

Im ersten Kapitel der Arbeit soll zum besseren Verständnis zunächst ein Überblick über die Grundlagen der solaren Energiegewinnung erfolgen, bevor in Kapitel 2 die Auswertung der zugrundeliegenden Lastgangdaten thematisiert wird. Aus diesen Ergebnissen soll in Kapitel 3 ein Algorithmus entwickelt werden, welcher Ertragswerte analysiert und fehlerhaftes Verhalten detektiert.

Für die praktische Umsetzung dieser Erkenntnisse werden im vierten Kapitel Betriebsmittel ausgewählt sowie eine Kalkulation für ein mögliches Dienstleistungsangebot vorgenommen. Für eine praxisrelevante Nutzung möchte die Stadtwerke Schkeuditz GmbH darauf aufbauend in Kooperation mit potenziellen Nutzern dieses Angebotes zukünftig weitere Tests durchführen.

Letztendlich werden im abschließenden fünften Abschnitt die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und ausgewertet.

Diese Diplomarbeit wurde in der Abteilung Stromversorgung der Stadtwerke Schkeuditz GmbH angefertigt.

Betreuer: Dipl.-Ing. Robert Mischke

1 Grundlagen

1.1 Die Photovoltaiktechnologie

Die Palette an regenerativen Energiequellen ist groß und das Wachstum der Nutzung schreitet unaufhaltsam voran. Der relative Anteil der erzeugten Energie durch die Photovoltaik spielt dabei zurzeit allerdings noch eine untergeordnete Rolle. Aktuell liegt dieser bei 0,6 % des gesamten erzeugten elektrischen Stromes. Für die nähere Zukunft wird allerdings ein enormes Wachstumspotential prophezeit mit Raten von bis zu 25% jährlich [WAG10] S. 1.

Das Grundprinzip dieser Technologie ist, dass die auf eine Solarzelle eintreffende globale Strahlung durch den photovoltaischen Effekt in elektrische Energie umgewandelt und bei netzgekoppelten Anlagen direkt in das Versorgungsnetz eingespeist oder aber bei sogenannten Inselanlagen mithilfe eines Akkumulators gespeichert wird.

Die Vorteile der solaren Energiegewinnung liegen eindeutig auf der Hand. Sie basiert auf einer unerschöpflichen Energiequelle, dem Sonnenlicht. Außerdem wird die CO₂ – Belastung der Umwelt erheblich gesenkt und die Energieerzeugung findet meist an Orten statt, an denen sie auch benötigt und genutzt wird, wodurch lange Transportwege in weit verzweigten Versorgungsnetzen vermieden werden können.

1.1.1 Funktionsweise

Beim Eintreffen der Sonnenstrahlen auf die Solarzelle kommt es zu einer Ladungstrennung zwischen zwei Polen, wodurch ein Energiepotential in Form einer elektrischen Spannung entsteht [SEL09] S. 30. Wird dabei ein Verbraucher angeschlossen, so fließt elektrischer Strom.

Die Solarzelle produziert fortlaufend elektrischen Strom, sobald Licht eintrifft. Aufgrund eines physikalischen Effektes in der Solarzelle gewinnt diese Elektrizität. Dabei ist der Winkel, mit dem die Strahlen auf die Zelle eintreffen entscheidend. Dieser ist zur Wintersonnenwende am 21. Dezember am geringsten und zur Sommersonnenwende am 21. Juni am größten. Durch einen abnehmenden Sonnenstand wird der Weg der Strahlen durch die Erdatmosphäre entsprechend länger, was zu einer Verringerung der Intensität der einfallenden Strahlungsleistung führt [SEL09] S. 23. In unseren Breiten beträgt die Strahlungsleistung auf der Erdoberfläche durchschnittlich 1000 W/m² jährlich.

1.2 Aufbau einer Photovoltaikanlage

Die Grundbausteine der Photovoltaiktechnologie sind die Solarzelle sowie die Solarmodule. Diese bilden den sogenannten Solargenerator, welcher in Strings entweder in Reihe bzw. parallel verschalten werden kann und Gleichstrom an den Wechselrichter liefert. Dieser wiederum wandelt den Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom mit einer Spannung von 230 V um und speist diesen in das öffentliche Versorgungsnetz ein.

Beim Einbau der Zählertechnik gibt es diverse Konstellationen bzw. Konstruktionen. Die erste Möglichkeit – dargestellt in Abb. 1-1 – ist die Üblichste und ist wie folgt aufgebaut:

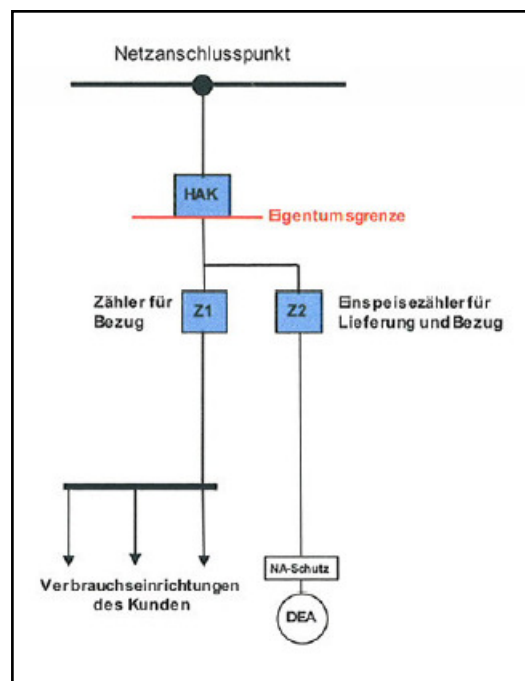


Abb. 1-1: Aufbau der Photovoltaikanlage mit 2 Zählern

Einerseits gibt es einen Einspeisezähler, welcher den Strom misst der tatsächlich erzeugt wurde und andererseits einen Bezugszähler. Dieser erfasst den Verbrauch des erzeugten Solarstromes durch den Anlagenbetreiber.

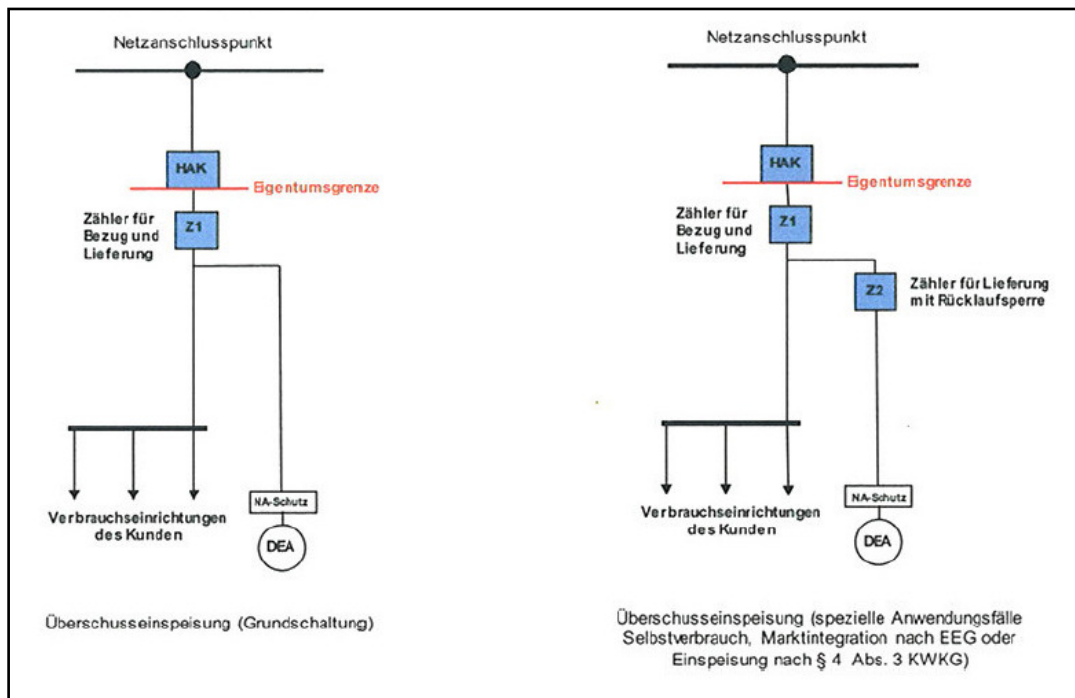


Abb. 1-2: Aufbau der Photovoltaikanlage mit einem Zweirichtungszähler

Abb. 1-2 zeigt eine zweite Option der Zähleranordnung. In diesem Fall kommt ein sogenannter Zweirichtungszähler zum Einsatz, welcher einerseits den erzeugten Strom durch die Photovoltaikanlage misst und gleichzeitig auch den Eigenverbrauch durch den Betreiber erfasst. Die Differenz wird ins Netz eingespeist und entsprechend vergütet.

Bei der ersten Variante in Abb. 1-2 spielt es abrechnungstechnisch keine Rolle, wie viel Energie eine Anlage erzeugt hat. Es wird lediglich der ins Netz eingespeiste Strom auf Basis des EEG vergütet und der Eigenverbrauch wird nicht beachtet. Bei der zweiten Variante erhält der Betreiber die Vergütung für die eingespeiste sowie die selbst verbrauchte Energiemenge, also für den kompletten erzeugten Strom der Photovoltaikanlage.

1.2.1 Die Solarmodule

In diesem Teilabschnitt sollen die am häufigsten verwendeten Solarmodularten genauer vorgestellt werden. Sie unterscheiden sich signifikant in ihren Eigenschaften und ihrer effizienten Nutzung der absorbierten Globalstrahlung. Je nach Anwendungszweck und der verfügbaren Fläche wird zwischen den einzelnen Modultypen differenziert. PV-Module auf Basis kristalliner Siliziumzellen besitzen derzeit noch einen Marktanteil von 90% [HAS05].

1.2.1.1 Dünnschichtmodule

Bei der Produktion dieses Modultyps wird das Silizium gasförmig auf Trägerstoffe wie Glas oder Edelstahlfolie aufgebracht und bildet eine dünne amorphe Schicht. Dadurch entstehen keine einzelnen Zellen, sondern ein Solarmodul im Ganzen, welches im Nachhinein mit Hilfe eines Lasers in schmale Streifen zerteilt wird [SEL09] S. 64f.

Der Vorteil dieses Modultyps ist die mögliche Großserienfertigung aufgrund von geringerem Siliziumbedarf sowie produktionstechnischem Aufwand. Er besitzt ein enormes physikalisches und technologisches Potenzial durch eine gute Temperatur- und Verschattungstoleranz, bessere Nutzung des spektralen Angebotes und geringem Einsatz von Herstellungsenergie [HAS05] S. 18f.

Die Energierücklaufzeit beträgt derzeit dabei lediglich 2 bis 3 Jahre, das heißt dass die PV-Anlage diese Zeit benötigt, um die zu ihrer Herstellung aufgewandte Energie zu erzeugen. Der große Nachteil der Dünnschichtzellen ist der geringe Modulwirkungsgrad, welcher um etwa die Hälfte geringer ausfällt als bei herkömmlichen Siliziumzellen, was zu erhöhtem Platzbedarf führt.

1.2.1.2 Polykristallines Siliziummodul

Die Herstellung von polykristallinen Zellen erfolgt oftmals mittels Blockgießverfahren und ist einfacher und kostengünstiger als die monokristallinen Siliziumzellen aufgrund von weniger Sägeabfall bei der weiteren Verarbeitung [HAS05] S. 16.

Der gegenüber monokristallinen Solarzellen etwas geringere Modulwirkungsgrad von 13-15% resultiert aus der Beeinträchtigung des photovoltaischen Effektes in der Zelle aufgrund der Grenzen zwischen den Kristallen [SEL09] S. 64.

Bedingt durch den geringeren Wirkungsgrades und dem daraus folgenden erhöhten Platzbedarf für gleichen Solarertrag werden polykristalline Module vorwiegend auf größeren Dachflächen wie Hallendächern installiert [SOL].

1.2.1.3 Monokristallines Siliziummodul

Die Zellen dieses Modultyps bestehen aus einem Kristall mit völlig regelmäßiger Struktur, was eine homogene dunkelblaue bis schwarze Oberfläche der Solarzellen zur Folge hat. Aufgrund einer sehr hohen elektrischen Qualität besitzen sie Wirkungsgrade meist zwischen 16 – 18% [HAS05] S. 14. Die kostenintensivere Herstellung dieser Module ist zurückzuführen auf die energieaufwendigen Prozesse bei der Kristallisation des monokristallinen Siliziums. Dabei ist der bedeutendste Herstellungsschritt die Substitution von Silizi-

um- mit Fremdatomen durch Gasdiffusion an der Oberfläche, wodurch ein photovoltaischer Effekt erst stattfinden kann [SEL09] S. 63.

Außerdem besitzen sie eine Antireflexschicht, wodurch eine Reflexion des eintreffenden Lichts an der Zelloberfläche möglichst verhindert werden soll [HAS05] S. 15.

1.2.2 Der Photovoltaikwechselrichter

Der vom Solargenerator erzeugte Gleichstrom muss im weiteren Verlauf in netzkompatiblen Wechselstrom mit einer Wechselspannung von 230 Volt gewandelt werden. Dafür ist der Wechselrichter, auch Netzeinspeisegerät genannt, verantwortlich. Dieser speist den generierten Strom über den Hausanschlusskasten ins öffentliche Stromnetz ein und wird entsprechend dem EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vergütet. Dass es dabei je nach Größe der Anlage zu hohen monetären Verlusten kommen kann ist der erhöhten Störanfälligkeit des Wechselrichters geschuldet. Dieser ist im gesamten System der anfälligste Bestandteil der Anlage. Durch den Betreiber sind diese Störungen oftmals erst spät zu realisieren. Ursachen dieser Ausfälle sind zumeist Defekte von Gerätesicherungen oder Überspannungsableitern, auch Varistoren genannt, welche durch Gewitter hervorgerufen werden können [HAS05] S. 107. Eine stetige Wartung und Überwachung der Anlage ist daher unausweichlich und garantiert für eine maximale Einspeiseleistung.

Zu den weiteren Aufgaben eines Wechselrichters gehören die Überwachung des Netzan schlusses der Anlage und die Abschaltung zu Sicherheitszwecken innerhalb von Sekundenbruchteilen im Falle von Netzstörungen bzw. –ausfällen.

Für die Kontrolle und Überwachung des solaren Ertrages erfolgt eine Dokumentation der Betriebsdaten sowie Fehlermeldungen [SEL09]. S. 77. Diese Datenerfassung enthält folgende Werte:

- Eingang (Gleichstrom): Spannung, Strom, Leistung
- Ausgang (Wechselstrom): Spannung, Strom, Leistung
- Betriebsdauer
- Energieerträge in kWh
- Status & Störungsmeldungen

Alle gerätespezifischen Daten zum Wechselrichter sind dem Datenblatt zu entnehmen. Dieses beinhaltet unter anderem Informationen wie die Eingangsspannung, die Ausgangsspannung, die maximale Ausgangsleistung, den Wirkungsgrad, den Umgebungstemperaturbereich und andere technische Eigenschaften.

Diese Daten ermöglichen zur Installation eine optimale Dimensionierung der Gesamtanlage.

Die permanent maximale Ausgangsleistung wird durch das sogenannte MPP-Tracking realisiert. Der MPP ist der „Maximum Power Point“, also derjenige Punkt, an dem die Einspeiseleistung bei gegebener Eingangsspannung und Eingangsstrom maximal ist.

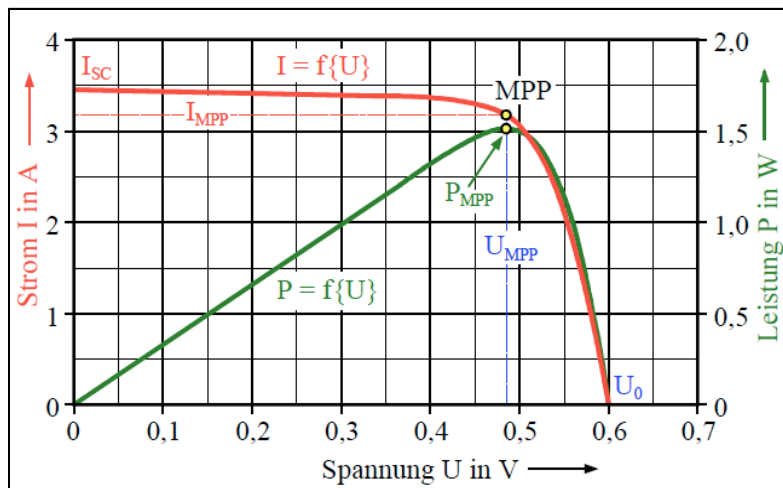


Abb. 1-3: U-I-Kennlinie mit MPP

Dabei regelt der Wechselrichter die Spannung so, dass stets der optimale Arbeitspunkt erreicht wird. Dies ist der Fall, wenn das Produkt aus der Spannung U und der Stromstärke I maximal ist. Da sich durch Veränderungen der Einstrahlung und der Solarzellentemperatur die U-I-Kennlinie (siehe Abbildung 1-3) ständig variiert, muss der MPP simultan neu geregelt werden. Die herkömmlichen Wechselrichter besitzen einen MPP-Anpassungswirkungsgrad von ca. 99,9%.

Ein weiterer ausschlaggebender Aspekt bezüglich des Anlagenertrages ist das Teillastverhalten des PV-Wechselrichters. Dieses ist umso besser, je kleiner der Wechselrichter dimensioniert ist aufgrund der geringeren minimalen Eingangsspannung/-strom. Jedoch verfügt ein leistungsschwächerer Wechselrichter auch über ein höheres Risiko überlastet zu werden und folglich zu überhitzen und seine Leistung dadurch herunterzuregeln, wodurch keine volle Gleichstromumwandlung mehr stattfinden kann und hohe Ertragsverluste zu erwarten sind.

1.3 Fehlerquellen

In diesem Abschnitt soll es darum gehen, welche diversen Fehlerursachen es bei PV-Anlagen gibt. Dabei kann es sich um umweltbedingte Fehler handeln, oder aber es liegen technische Fehler entweder des Solargenerators, des Wechselrichters oder bei der Verkabelung vor.

Bei umweltbedingten Fehlern kommt sehr häufig die Verschattung der Solarmodule in Betracht. Dabei spielt einerseits die sogenannte Horizontverschattung bzw. Horizontverdunklung eine Rolle. Diese ist der Bebauung (Bäume, Gebäude) in Anlagennähe geschuldet, die möglicherweise bei der Anlagenplanung und -ausrichtung noch nicht vorhanden waren und deshalb keine Beachtung fanden.

Weiterhin kann man eine Verschmutzung der Module als eine Art von Verschattung betrachten. Ursachen dafür können sein: Laub auf den Modulen, Vogelkot, Verschmutzung durch Industriebetriebe und in Ballungsgebieten etc.

Eine wichtige Rolle bei der Suche nach Fehlerursachen spielt auch die Temperatur der Solarzellen. Sollte es zu einer Überhitzung kommen, was in den warmen Sommermonaten keine Seltenheit ist und wo sich die Solarzellen bis 70°C aufheizen, so wird die Leistung begrenzt. Bei kristallinen Modulen sind dies ca. 18% [HAS05] S.52. Aus diesem Grund ist es oftmals der Fall, dass die Anlage an klaren Tagen im Frühling oder Herbst einen ähnlich guten oder besseren Ertrag wie an heißen Sommertagen erzielt.

Als zweite Große Fehlerquelle kommen technische Defekte bzw. Einschränkungen in Frage. Dazu zählt unter anderem die korrekte Konzipierung und Dimensionierung der Anlage. Oftmals entstehen Verluste durch eine fehlerhafte Verkabelung auf der Gleichstrom- oder der Wechselstromseite. Die Kabelquerschnitte müssen dabei in der Planungsphase entsprechend groß dimensioniert werden.

Der anfälligste Teil der gesamten Anlage ist der Wechselrichter. Dieser ist sehr anspruchsvoll bezüglich der Umgebungstemperatur, Staubfreiheit sowie Luftfeuchtigkeit.

Die Temperatur sollte dabei nicht unter -20°C und nicht über +50°C liegen, da der Wechselrichter sonst seine Leistung durch Herunterregeln begrenzt. Der zulässige Bereich der Luftfeuchtigkeit liegt zwischen 0 und 95%. Diese Werte sind dem Datenblatt des Wechselrichters zu entnehmen und können auch differieren. Oftmals kommt es zu hohen Ertragseinbußen, wenn Störungen am Wechselrichter durch den Anlagenbetreiber zu spät erkannt werden. Fehlerursachen können dabei defekte Gerätesicherungen oder Überspannungsableiter sein.

Weiterhin kann eine Fehlplanung bezüglich der Modul-Wechselrichter-Konfiguration für Mindererträge verantwortlich sein. Die Leistungswerte von Wechselrichter und Solargenerator müssen dabei optimal aufeinander abgestimmt werden. Die Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit der Solarmodule spielen eine wichtige Rolle, da die Spannung mit höherer Temperatur ansteigt und damit direkten Einfluss auf die maximale Eingangsspannung des Wechselrichters besitzt.

Sollte also ein Wechselrichter höheren Temperaturen ausgesetzt sein da er beispielsweise in Dachnähe positioniert ist, so muss dieser dadurch über eine höhere Leistung verfügen. Bei nicht optimal ausgerichteten Anlagen oder Anlagen mit Teilverschattung ist es jedoch aus wirtschaftlicher Sicht von Vorteil, Wechselrichter mit geringerer Leistung zu wählen. Das unterschiedliche Überlastverhalten der diversen Wechselrichter ist bei der Planung der Anlage signifikant [HAS05] S. 51 f. Die Maximalwerte von Eingangsstrom und Eingangsspannung dürfen keinesfalls überschritten werden.

Sollte die Anlage im Laufe der Zeit merklich weniger Strom ins Netz einspeisen, so ist dies ein Indikator für eine Degradation der Solarzellen. Diese Alterung der Module ist dabei abhängig vom Zelltyp. So ist beispielsweise bei amorphen Dünnschichtmodulen eine hohe Anfangsdegradation normal. Das heißt, dass bei diesen Solarzellen in den ersten Tagen bzw. Wochen nach der Inbetriebnahme ein erheblicher Abfall des Wirkungsgrades als normal betrachtet wird, danach verläuft diese Alterung mehr oder weniger gleichmäßig.

Eine Garantie über den minimalen Wirkungsgrad nach einer gewissen Periode bekommt man vom Hersteller. Oftmals sind dabei 80% des Anfangswirkungsgrades nach 25 Jahren Betriebszeit prophezeit. Jedoch kann die Abnahme der Leistung auch deutlich geringer ausfallen. Jährlich maximal 0,5% werden dafür vom TÜV Rheinland veranschlagt [HAS05] S. 106. Sollte jedoch eine beschleunigte Degradation offensichtlich sein, so ist es wahrscheinlich, dass das Laminat mechanisch beschädigt wurde oder sich altersbedingt auflöst und somit Feuchtigkeit und Luft in das Modul eindringen konnte.

1.4 Wichtige Begriffe

1.4.1 Die Performance Ratio

Die Performance Ratio (kurz: PR) ist ein Indikator für die Güte der Photovoltaikanlage. Es handelt sich dabei um eine standortunabhängige Kennzahl. Diese sagt aus, wie effizient die zur Verfügung stehende Strahlungsenergie genutzt wird. Dieses Ertragsverhältnis stellt den Endertrag mit dem Referenzertrag im Verhältnis dar und kann nach folgender Formel rechnerisch ermittelt werden:

$$PR = \frac{E \cdot 1 \frac{kW}{m^2}}{P \cdot G} \cdot 100\%$$

Dabei stellt E den tatsächlich gemessenen Solarstromertrag in kWh dar. P ist die Spitzenleistung des Solargenerators und G die mit Hilfe eines Einstrahlungssensors in der Modulebene gemessene globale Strahlung, die als Referenz dient.

Gute Anlagen besitzen eine PR von mindestens 75%, sehr Gute erreichen Werte über 80% [SEL05] S. 146.

1.4.2 Die Nennleistung

Dem Datenblatt der Solarmodule zu entnehmen ist unter anderem die Nennleistung P. Sie wird in Wp (Watt peak) angegeben und ist letztendlich ein Maß für die Größe einer PV-Anlage und eine Vergleichsmöglichkeit für unterschiedliche Solarzellentypen. Sie ist definiert als die Spitzenleistung unter optimalen Bedingungen, den sogenannten Standard-Test-Bedingungen (engl. STC = Standard Test Conditions). Diese sind folgendermaßen festgelegt:

Modultemperatur $\Theta_{\text{Modul}} = 25^\circ\text{C}$

Bestrahlungsstärke $E = 1000 \text{ W/m}^2$

Air Mass $AM = 1,5$

Der Air Mass ist ein Faktor, welcher die Weglänge der Strahlen durch die Erdatmosphäre repräsentiert. Bei senkrechter Einstrahlung wäre dieser Wert 1. Als Standardspektrum zur Vermessung der Solarmodule wird allerdings ein AM von 1,5 angewandt. Das bedeutet, dass das Licht den 1,5-fachen Weg im Vergleich zur senkrechten Einstrahlung zurückzulegen hat [MER11] S. 39.

Die STC sind lediglich Laborwerte und in unseren Breiten faktisch nie vorherrschend, da die Sonneneinstrahlung schwankt und dadurch der Solargenerator im kompletten Leistungsbereich von 0 bis 100 % der Nennleistung arbeitet [SEL09] S. 88.

Liegen die Spitzenwerte der Anlage gelegentlich 20 bis 30% über der Nennleistung der Anlage, ist dies ein Nachweis über einen einwandfreien Zustand. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die Solarzellen an sonnenintensiven, klaren Apriltagen gut gekühlt werden und dadurch einen überdurchschnittlichen Ertrag generieren [vgl. SEL09] S. 150ff.

1.4.3 Spezifischer Anlagenertrag

Für einen konkreten Vergleich von Anlagen unterschiedlicher Größe wird der spezifische Anlagenertrag w für einen speziell definierten Zeitraum herangezogen. Dieser ergibt sich aus dem Ertrag einer Anlage, den diese pro installiertem kWp der Nennleistung produziert. Die Einheit ist demzufolge kWh/kWp bzw. Wh/Wp, bezogen auf einen definierten Zeitabschnitt; im Rahmen dieser Arbeit wird w als spezifischer Tagesertrag verwendet, um bereits kurzfristig einen Vergleich zu erzeugen.

1.4.4 Der Systemwirkungsgrad

Der Systemwirkungsgrad beschreibt die solare Ausbeute der kompletten Anlage und ist aussagekräftiger als die Wirkungsgrade der Module oder des Wechselrichters. Damit ist dieser elementar für den finalen Stromertrag.

Bei der Berechnung werden dabei berücksichtigt: Der Wirkungsgrad der Solarzellen, der im Bereich zwischen 5 und 20% je nach Zelltyp variiert; außerdem kommen die Leitungsverluste mit in Betracht, welche bei der Verkabelung der Photovoltaikanlage entstehen und durch größere Kabelquerschnitte verringert werden können [PV].

Die wichtigste Rolle spielt letztendlich der Wechselrichter. Dabei ist dessen Auslastung ausschlaggebend für seinen Wirkungsgrad, da dieser mit zunehmender Sonneneinstrahlung ebenfalls ansteigt.

Um den optimalen gesamten Systemwirkungsgrad zu erzielen, müssen primär die einzelnen Solarmodulwirkungsgrade sowie die des Wechselrichters so hoch wie möglich sein und die Leitungsverluste minimal. Und schlussendlich müssen alle Komponenten optimal aufeinander abgestimmt sein, um einen maximalen Systemwirkungsgrad zu erreichen.

1.4.5 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Verabschiedet und in Kraft getreten im Jahr 2000, garantiert das Erneuerbare-Energien-Gesetz, kurz EEG, das Recht auf Einspeisung in das öffentliche Versorgungsnetz und die Vergütung des durch die PV-Anlage erzeugten Stromes für eine Laufzeit von 20 Jahren inklusive dem Jahr der Inbetriebnahme. Die Höhe der Vergütung ist ebenfalls mit einem Mindestbetrag festgelegt. Das Gesetz wurde allerdings später modifiziert und die Höhe der Einspeisevergütung für Neuanlagen im Sinne einer „gleitenden Degression“ weiter gestaffelt. Dabei ist das Baujahr der Solaranlage entscheidend.

Der Stromnetzbetreiber ist demnach verpflichtet den PV-Strom abzunehmen, unabhängig davon, bei welchem Energieversorger der Anlagenbesitzer seinen Strom bezieht [SEL09] S. 121.

In §1 des EEG heißt es im Wortlaut: „Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.“

Aufgrund einer Massenproduktion sollte mithilfe dieses Gesetzes also eine Kostenreduzierung realisiert werden [MER11] S. 239. Da die Anlagenpreise überproportional rückläufig waren, fand ebenfalls eine verstärkte Degression der Einspeisevergütung statt.

1.4.6 Die Lineare Regression

Im Verlauf dieser Arbeit wird zur Auswertung des Einspeiseverhaltens der PV-Anlagen eine Methode angewendet, welche auf dem Prinzip der linearen Regression basiert. Aus diesem Grund soll dieses statistische Mittel der Datenanalyse in diesem Abschnitt kurz erläutert werden.

Die lineare Regression wird auch die Methode der kleinsten Quadrate genannt. Sie ist eine wichtige Methode zur Auswertung von Daten und lässt auf bestimmte Zusammenhänge zwischen einzelnen Merkmalen schließen. Falls also eine gewisse Abhängigkeit der analysierten Faktoren zueinander besteht, so sind zukünftige Entwicklungen unter Vorbehalt prognostizierbar bzw. Ausreißer erkennbar.

Zur Erstellung einer Regressionsanalyse werden 2 Variablen deklariert, x und y . Die Variable x stellt dabei die Einflussvariable dar und y ist die sogenannte Zielvariable, was so

viel heißt, dass untersucht werden soll, ob die y-Werte von dem Verlauf der x-Werte abhängig sind. Die Stärke dieser Zusammenhänge wird mit dem Korrelationskoeffizienten beschrieben.

Zur besseren Beurteilung einer Relation sollten die Wertepaare zunächst mittels einer Punktwolke in einem sogenannten Streudiagramm dargestellt werden [REG] S. 777. Erst dadurch wird erkennbar, ob es sich um einen linearen oder aber einen nichtlinearen Zusammenhang handelt. Mittels einer Funktion wird die Regressionsgerade dargestellt, welche folgende Form besitzt:

$$f(x) = y = m \cdot x + n$$

Der Faktor m stellt den Anstieg der Regressionsgeraden dar und wird als Regressionskoeffizient bezeichnet. Dieser beschreibt den Beitrag der Einflussvariablen x für die Erklärung der Zielgröße y.

Die Güte der Regression wird mit dem Bestimmtheitsmaß R^2 ausgedrückt. Es gibt an, wie genau die einzelnen Punkte mit Hilfe der Regressionsgeraden beschrieben werden. Je näher es an 1 liegt, desto besser ist die Regression. Nimmt es den Wert 1 an, so besteht ein perfekt linearer Zusammenhang; ist er 0, so besteht überhaupt kein linearer Zusammenhang [STA].

1.4.7 Die Globalstrahlung

Grundlage und ausschlaggebend für den Betrieb von PV-Anlagen ist die sogenannte Globalstrahlung. Sie stellt denjenigen Teil der Sonnenstrahlung dar, welcher den Erdboden erreicht. Die Bestandteile sind dabei die Direktstrahlung und die Diffusstrahlung.

$$E_G = E_{\text{Direkt}} + E_{\text{Diffus}}$$

Die Direktstrahlung ist der Strahlungsanteil, der direkt und ohne Richtungsänderungen auf die Erdoberfläche auftrifft und bei welcher ein Schatten entsteht.

Auf der Erdoberfläche kommen lediglich ca. 61% der Leistung der ursprünglichen, senkrecht auf die Atmosphärenhülle eintreffenden Solarstrahlung von 1367 W/m² als direkte Strahlung an [MER11] S. 40. An sonnigen, klaren Tagen besteht die Globalstrahlung zu einem signifikanten Teil aus Direktstrahlung. Einfluss auf ihren Anteil an der Gesamtstrahlungsmenge haben der geografische Standort, die Jahreszeit, die Wetter- sowie Klimabedingungen, die Meereshöhe, die Luftverschmutzung und andere.

Durch Streuung in der Atmosphäre und aufgrund der Reflexion an den Teilchen in der Luft entsteht der Diffusstrahlungsanteil. Dieser wird nicht direkt von der Sonne emittiert und

ergibt sich durch die Aufsummierung der Strahlungsanteile, welche aus allen möglichen Himmelsrichtungen eintreffen. Als Ursachen für diese unwillkürliche und dadurch nicht eindeutig berechenbare Art der Strahlung kommen Wolken, Nebel sowie Dunst-, Ozon- und Staubschichten in Betracht [HAS05] S. 30. Eine Strahlungsrichtung kann dabei nicht bestimmt werden.

Summiert man beide Strahlungsanteile übers Jahr hinweg so ist ersichtlich, dass der Diffusstrahlungsanteil – bezogen auf den Standort Deutschland – dem Direktstrahlungsanteil überlegen ist. Das Verhältnis beträgt 60:40. Doch da auch diffuses Licht von den Photovoltaikszellen absorbiert und genutzt wird, spielt dieser Aspekt eher eine untergeordnete Rolle.

Entscheidend für die Verringerung der an der Atmosphäre eintreffenden Strahlungsintensität sind folgende Aspekte:

- der Stand der Sonne, da dieser die Weglänge bis zur Erdoberfläche bestimmt
- am Standort vorherrschende Wetterlagen, da diese auf die Adsorption, die Streuung und die Reflexion des Lichts direkten Einfluss haben
- die Höhe des Standortes
- der Luftverschmutzungsgrad am Standort [PV]

An guten Tagen erreicht die gesamte Globalstrahlung auf Flächen senkrecht zur Sonneneinstrahlung bei Höchststand der Sonne zur Mittagszeit Werte von ca. 1000 W/m².

Dagegen können die Strahlungswerte an schlechten, stark bedeckten Tagen auf unter 100 W/m² fallen [HAS05] S. 30.

Die als Anlage 1 beigefügte Abbildung zeigt eine Globalstrahlungskarte, wie man sie vom Deutschen Wetterdienst, dem nationalen meteorologischen Dienst, abrufen kann. Darin sind die Summen der Globalstrahlung für ein komplettes Jahr enthalten, in diesem Fall für das Jahr 2011. Diese Strahlungsdaten bilden die Grundlage für die Ertragsprognose einer Photovoltaikanlage bereits in der Planungsphase. So kann man schon im Vorfeld abschätzen, wie hoch der potentielle Energieertrag der Anlage am vorgesehenen Standort ist. Die Angaben beziehen sich auf die Horizontale und müssen für eine Kalkulation umgerechnet werden auf eine geneigte Ebene, so wie die Solarmodule installiert und ausgerichtet sind.

Erstellt werden diese Globalstrahlungskarten mithilfe von langjährigen Messungen an unzähligen Messstationen, Satellitenbildern und Simulationstools [MER11] S. 44.

2 Möglichkeiten zur Beurteilung des Einspeiseverhaltens

In diesem Abschnitt soll geprüft werden, ob auf Basis des vorhandenen Datenmaterials eine qualitative Beurteilung des Einspeiseverhaltens möglich ist. Dazu werden zunächst die Anlagenparameter der zu vergleichenden Photovoltaikanlagen erläutert, um anschließend mit Hilfe normierter Ertragswerte die Anlagen mit einer festgelegten Referenzanlage bzw. die Anlagen untereinander zu vergleichen und auszuwerten. Als zweite Möglichkeit sollen die Globalstrahlungsdaten eines lokalen Einstrahlungssensors in Betracht gezogen werden.

2.1 Die PV-Anlagen im Versorgungsnetz der Stadtwerke Schkeuditz GmbH

Die zu analysierenden Photovoltaik-Anlagen besitzen alle vier unterschiedliche Anlagenparameter und sind deshalb schwierig zu klassifizieren. Die nachfolgende Tabelle soll aus diesem Grund die wichtigsten Eigenschaften dokumentieren und einen Überblick verschaffen. Diese wurden den jeweiligen Datenblättern entnommen.

	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4
Solarzellentyp	monokristallin	polykristallin	polykristallin	polykristallin
Nennleistung	60,4 kWp	227 kWp	317,7 kWp	619,3 kWp
Modulwirkungsgrad	14-17 %	13,20%	13,30%	14,10%
Temperaturkoeffizient	-0,47% / K	-0,43% / K	-0,45% / K	-0,48% / K
Ausrichtung	0°	-100° bis + 148°	-90° bis +90°	-90° bis +90°
Dachneigung	30°	12° - 18°	8° - 12°	10° - 15°

Tabelle 2-1: Die Parameter der Anlagen 1 bis 4

Der Temperaturkoeffizient gibt dabei an, wie stark sich die Leistung der Solarmodule bei ansteigender Zelltemperatur verringert.

Die Anlage 1 ist im Besitz der Stadtwerke Schkeuditz GmbH und ging im Jahr 2011 in Betrieb, ursprünglich mit einer installierten Leistung von 58,5 kWp. Da sie die optimale Kombination aus Neigungswinkel der Module und der Südausrichtung aufweist und unter ständiger Überwachung steht wird diese als Referenzanlage festgelegt. Die vollständige Südausrichtung mit einem Azimutwinkel von 0° sowie die Dachneigung mit einem Winkel von 30° erzielen - wie in der nachfolgenden Abbildung graphisch dargestellt – den größtmöglichen Ertrag. Sie gibt die unterschiedlichen Anlagenerträge in Abhängigkeit von der Ausrichtung und der Neigung der Solarmodule wieder.

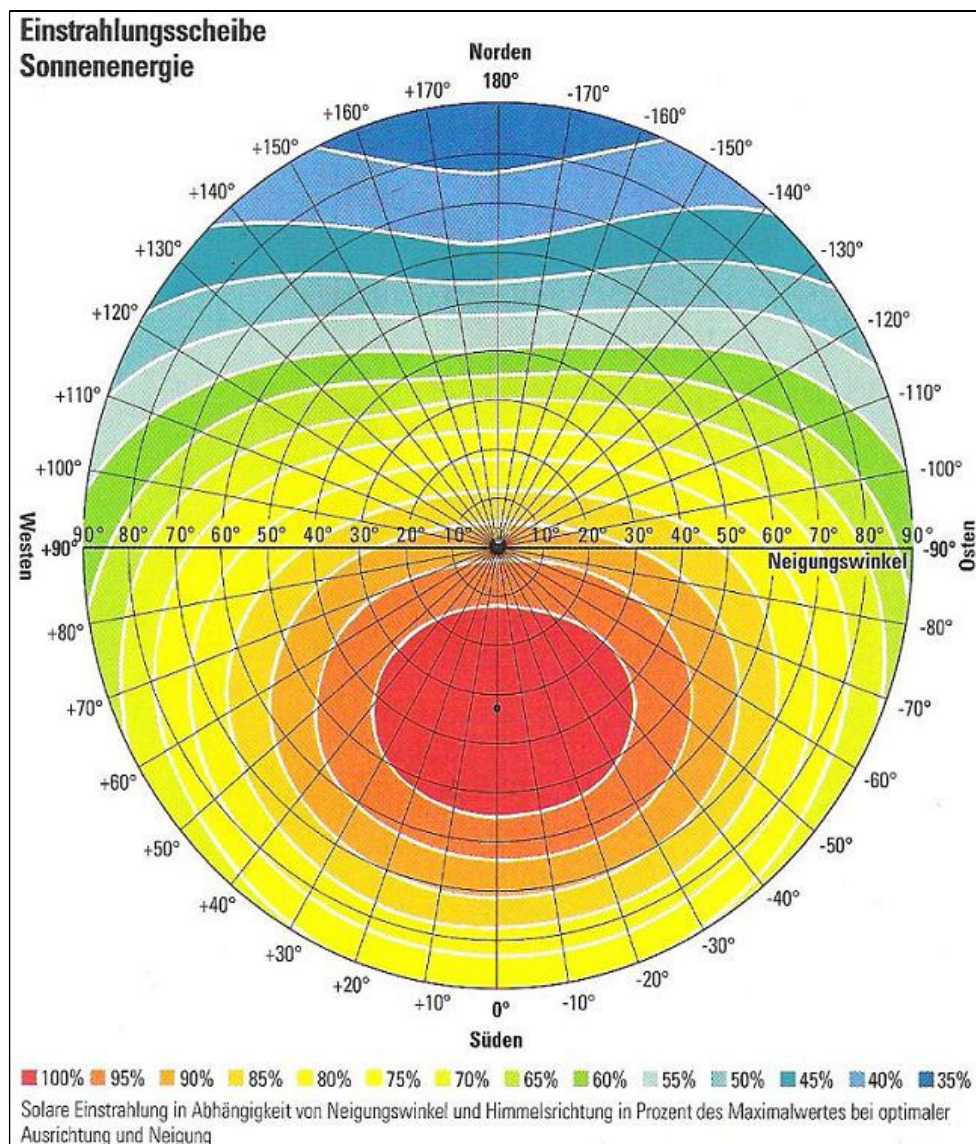


Abb. 2-1: Darstellung der Abhängigkeit des Ertrages von Ausrichtung & Neigung

In dieser Einstrahlungsscheibe der Sonnenenergie kann man erkennen, dass Solarmodule selbst bei Abweichungen von der optimalen Kombination aus Modulneigung und Azimutwinkel noch sehr gute Erträge liefern. So hat man beispielsweise bei einem um 50° nach Süd-Westen ausgerichteten und zwischen 20° und 30° geneigten Solargenerator noch eine Ausbeute von 95%.

Die zweite Anlage besitzt schon eine deutlich höhere Nennleistung als Anlage 1 und ist zudem auf 6 verschiedenen Hallendächern angebracht. Ausgerichtet sind diese einzelnen Module vorwiegend in Richtung Süden bzw. Süd-Osten und weisen Neigungswinkel zwischen 12° - 18° auf, was auf Basis der Abb. 2-1 zwar keine optimale, aber dennoch gute Kombination aus Ausrichtung und Neigung darstellt.

Anlage Nummer 3 besteht ebenfalls aus 6 Teilanlagen und wurde auf unterschiedliche Dachflächen installiert. Günstig bei diesen Generatoren ist, dass die Teilanlagen, welche nach Osten bzw. Westen ausgerichtet sind einen in diesem Fall effizienteren niedrigeren Modulneigungswinkel von 8° - 12° aufweisen. Im Gegensatz dazu ist bei nach Süden gerichteten Flächen ein Neigungswinkel von 8° nicht optimal.

Die vierte und größte Anlage erstreckt sich über 15 Dachflächen unterschiedlichster Größe, Ausrichtung und Neigungswinkel. Aus diesem Grund ist eine Klassifizierung sehr komplex und nicht besonders sinnvoll.

2.2 Normierung der Ertragsdaten

Für den Vergleich und die Bewertung des Einspeiseverhaltens der 4 Photovoltaikanlagen im Versorgungsnetz der Stadtwerke Schkeuditz GmbH liegen Lastgangdaten in Viertelstundenintervallen vom 12.08.2011 bis zum 31.08.2012 – zusammengefasst in einer Excel-Tabelle - vor. Diese bilden den Ausgangspunkt für die Beurteilung und die spätere sukzessive Auswertung der Ertragsdaten der Anlagen.

Nach eingehender Analyse der Kurvenverläufe der erzeugten Energiemengen ist eindeutig festzustellen, dass mit Hilfe dieses vorhandenen Datenbestandes eine Beurteilung der Lastgänge möglich ist. Auf Basis der detaillierten, in regelmäßigen Viertelstundenabständen ausgelesenen Werte kann ein Diagramm erstellt werden, in dem die standardisierten Ertragsdaten der vier zu vergleichenden Anlagen dokumentiert werden. Für diese standardisierte Darstellung verwendet man deren spezifischen Ertragswerte, da man lediglich auf diese Art und Weise Anlagen unterschiedlicher Größe miteinander vergleichen kann.

Zur Errechnung dieser normierten Größen werden die einzelnen Ertragswerte in Tageswerte umgerechnet, indem die Viertelstundenwerte addiert werden. Dividiert man diese Summe anschließend durch 4, so ergibt sich die absolute Leistung des gesamten Tages. Durch erneute Division mit der Nennleistung erhält man schließlich den anlagenspezifischen, normierten Tagesertrag. Angegeben wird dieser in kWh je kWp, also der eingespeiste Ertrag, den die Anlage pro Kilowatt Peak installierter Leistung generiert. Die Rechnung dazu sieht wie folgt aus:

Spez. Ertrag = Tagesertrag / Nennleistung [kWh/kWp]

$$\text{Tagesertrag} = \frac{\sum \text{Erträge}_{1/4h}}{4} [\text{kWh/kWp}]$$

Ein Vergleich mit kleineren Werten als denjenigen eines kompletten Tages macht dahingehend keinen Sinn, da im Tagesverlauf trotz geringer Distanzen der Anlagen zueinander unterschiedliche Witterungsbedingungen wie beispielsweise eine temporäre Verschattung durch Bewölkung an lediglich einer Anlage zu erheblichen Abweichungen führen kann. In diesem Fall sind die Vergleichsdaten weder belastbar noch aussagekräftig. Die Wahrscheinlichkeit, einer fehlerfreien Anlage fälschlicherweise einen Defekt zu attestieren steigt, je kurzfristiger eine Aussage getroffen werden soll.

Deshalb sind für alle nachfolgenden Beurteilungen die Tagesertragswerte von Bedeutung. Alle spezifischen Tageserträge werden mit Hilfe eines Diagramms graphisch dargestellt. Für die Tage vom 12.08. – 01.10.2012 sieht dies folgendermaßen aus:

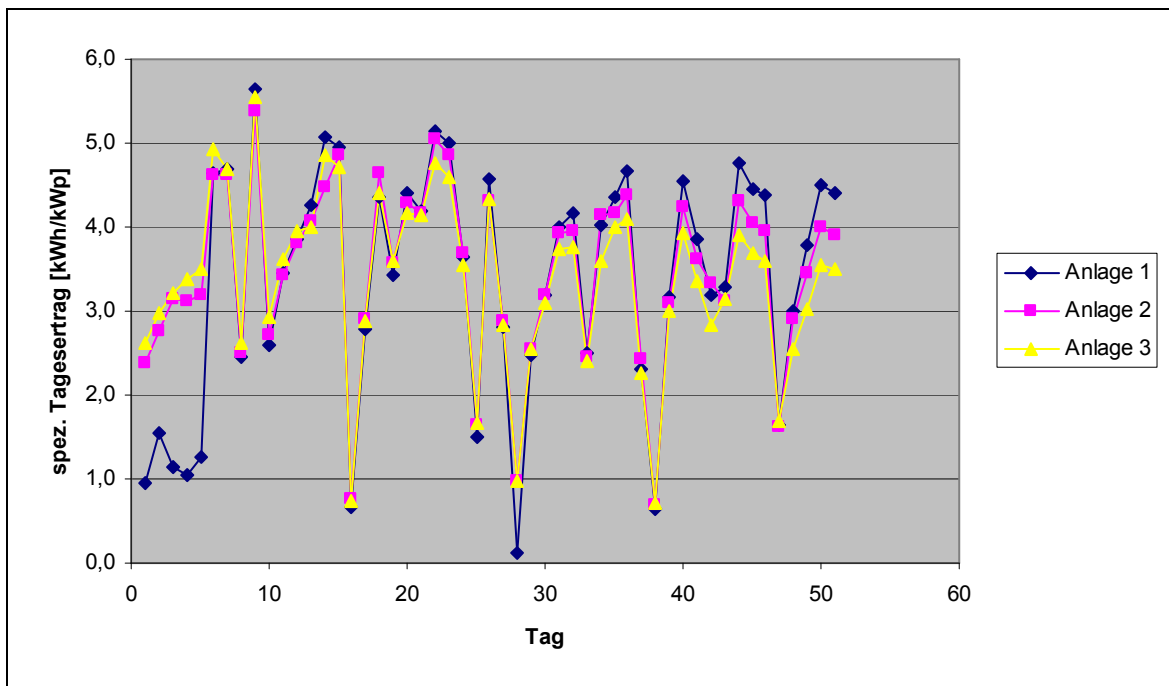


Abb. 2-2: Spezifische Erträge der Anlagen vom 12.08. – 01.10.2011

Die Anlage 4 ging allerdings erst schrittweise zu einem späteren Zeitpunkt ans Versorgungsnetz der Stadtwerke Schkeuditz GmbH und ist in Abbildung 2-2 deshalb noch nicht abgebildet. Aus diesem Grund werden zur Auswertung dieser Anlage erst Lastgangdaten ab dem 01.01.2012 verwendet.

2.3 Die Auswertung durch Vergleich der Lastgänge

Bei Betrachten der Graphik ist erkennbar, an welchen Tagen die Anlagen homogene Erträge erzielten und wann ein Defekt entweder des Wechselrichters oder des Solargenerators vorgelegen haben musste. Die Abbildung 2-2 dokumentiert die Tagesertragskurven der zu analysierenden PV-Anlagen. Zwischen den Datenpunkten 1 bis 5, was dem Zeitraum vom 12.08. – 16.08.2011 entspricht, besteht eine signifikante Differenz zwischen den Kurvenverläufen der Anlage 1 und den Anlagen 2 und 3. Nach vorliegenden Informationen durch die Protokollierung von besonderen sowie ertragsmindernden Ereignissen mithilfe eines Datenloggers ist diese auf einen Ausfall des Lüfters im Wechselrichter zurückzuführen, wodurch dieser seine Leistung durch ein Herunterregeln reduzierte und somit nicht die komplette gleichstromseitige Leistung in Wechselstrom umwandeln und ins Netz einspeisen konnte.

Es wird deutlich, dass Ereignisse dieser Art zu erheblichen Ertragseinbußen für die Anlagenbetreiber führen und in der graphischen Darstellung auch zu identifizieren sind. Gelegentliche marginale Unterschiede in den Ertragskurvenverläufen sind dagegen normal und mit dem spezifischen Betriebsverhalten der diversen Module bei verschiedensten Umgebungsbedingungen zu erklären. Wie in Absatz 1.4.4 beschrieben ist es maßgebend, dass die Solarmodul-Wechselrichter-Kombination zu optimieren ist, um letztendlich den maximalen Ertrag zu erhalten, welcher vom Niedrig-, Teil- sowie Volllastverhalten bedingt ist. Betrachtet man beispielsweise den Datenpunkt 11, also den 22.08.2011, so kann man davon ausgehen, dass an diesem Tag keinerlei Störungen im Betrieb der 3 Anlagen auftraten, da diese nahezu gleiche Strommengen eingespeist haben.

Ein weiterer Vergleich soll sein, wie sich die Anlagen an Tagen mit teilweiser Belastung zueinander verhalten. Folgende Werte sind dafür ein repräsentatives Beispiel:

Tag	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3
19.08.2011	2,449	2,493	2,627
09.09.2011	2,477	2,550	2,548
13.09.2011	2,509	2,449	2,393

Tabelle 2-2: Spezifische Tageserträge in kWh/kWp

Diese erzielten Werte sind zwar nicht identisch und korrelieren auch nicht zu 100% miteinander, dennoch geht man bei Verläufen wie diesen davon aus, dass keine Störungen / Defekte auftraten. Ist man sich aber nicht sicher ob die Abweichungen akzeptabel ausfallen, so sieht man im Grunde beim Vergleich der darauffolgenden Tageswerte, ob sich ein Trend abzeichnet oder aber sich die Erträge wieder „einpegeln“.

Wie bereits erwähnt weisen die Anlagen aufgrund ihrer Parameter bei unterschiedlichen Witterungsbedingungen sowie Niedrig-, Teil- und Vollbelastung ein divergierendes Betriebsverhalten auf. Weiterhin ausschlaggebend ist der sich ständige verändernde Höchststand der Sonne. Dieser Einstrahlungswinkel reicht von 15° 13` am 21. Dezember zur Wintersonnenwende bis zu 62° 06` am 21. Juni zur Sommersonnenwende und hat unmittelbaren Einfluss auf die Anlagenenerträge, da der Einfallswinkel in der Modulebene elementar wichtig ist. So sind beispielsweise die Erträge der Anlage 1 im Winter in höheren Lastbereichen teilweise deutlich größer als die der übrigen 3 Anlagen, da diese bei niedrigerem Einstrahlungswinkel einen besseren Wirkungsgrad aufweist, was aus der besseren Kühlung resultieren kann. In den unteren Lastbereichen sind die erzielten Einspeisemengen zumeist ähnlich.

Ein weiteres offensichtliches Szenario ist im Winter die Schneebedeckung. Dabei ist eine Photovoltaikanlage mit einer Dachneigung von 30° nicht so anfällig wie diejenigen, welche eine flachere Aufstellung aufweisen. Aufgrund des optimalen Neigungswinkels der Dachfläche, auf denen beispielsweise die Module der Anlage 1 installiert sind, besitzt diese einen gewissen Selbstreinigungseffekt, was bei Dachneigungen, die geringer sind als 30° , immer schwieriger wird und dadurch der Schnee auch nicht abrutschen kann.

Im Überblick kann man sagen, dass die Beurteilung lediglich auf Basis der Vergangenheitsdaten nicht immer eindeutig ist, da aufgrund unterschiedlichen Anlagenbetriebsverhaltens bei diversen Witterungsbedingungen die Unterschiede zwischen den einzelnen Erträgen bzgl. ihrer Intensität variieren. Wie aber bereits erwähnt liegt meistens nicht zwangsläufig ein Defekt vor. Anders ist es, wenn 3 der 4 Vergleichsanlagen einen im Vergleich zum Vortag höheren Ertrag aufweisen, eine Anlage aber einen deutlich geringeren Anstieg bzw. einen Abfall der Ertragskurve bewirkt. In diesem Fall besteht ein berechtigter Verdacht, dass diese nicht optimal läuft. Zur sichereren Beurteilung sollte dennoch der Folgetag sowie vergleichbare Anlagen einbezogen werden.

2.4 Die Auswertung mit Hilfe der Globalstrahlung

Ist auf Basis der Lastgangverläufe zweier Photovoltaikanlagen nicht eindeutig festzustellen, ob ein Defekt vorlag oder eine betrachtete Unregelmäßigkeit als normal beurteilt werden kann, so besteht die Option, eine weitere Vergleichsgröße heranzuziehen. Dazu sollen die globalen Einstrahlungsdaten dienen. Diese können entweder über den deutschen Wetterdienst bezogen werden oder über einen Einstrahlungssensor, welcher bestenfalls in der Einstrahlungsebene angebracht ist.

Um auch hier eine bessere Vergleichbarkeit zu erhalten, werden die Einstrahlungswerte ebenfalls normiert. Dabei gibt es einerseits die Möglichkeit, die Globalstrahlung auf die geneigte Ebene umzurechnen. Für die Anlagen im Netz der Stadtwerke Schkeuditz macht dies jedoch dahingehend keinen Sinn bzw. wäre zu unpräzise, da die Solargeneratoren auf unterschiedlichen Dachflächen mit verschiedenen Neigungswinkeln und Ausrichtungen angebracht sind. Aus diesem Grund werden in der Folge die Einstrahlungswerte auf die Horizontale als Vergleichswerte verwendet. Als Einheit für die normierte Darstellung wird kWh/m^2 pro Tag genutzt.

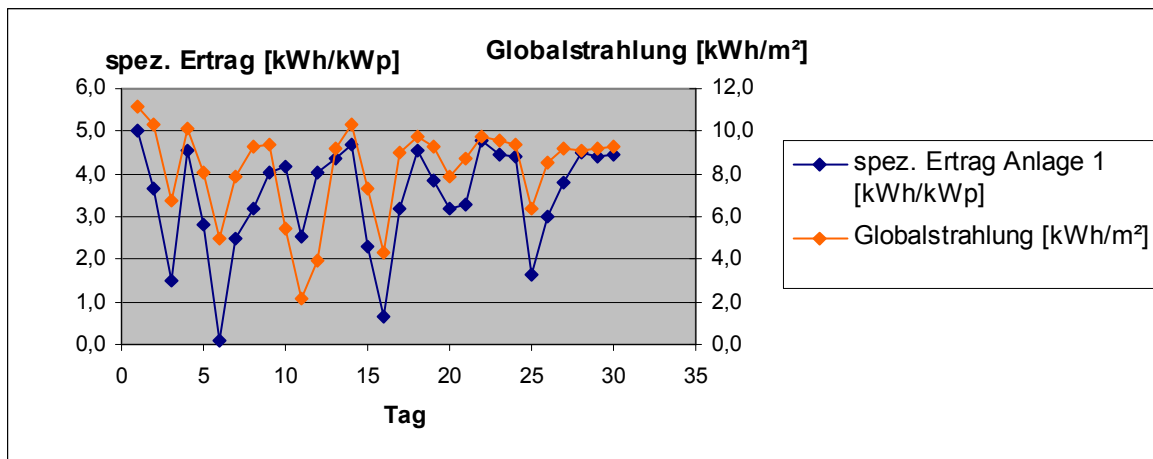


Abb. 2-3: Normierte Globalstrahlung und spez. Ertrag der Anlage 1 vom 03.09. – 02.10.2011

In Abbildung 2-3 sind 2 Kurvenverläufe dargestellt. Zum einen erneut der Lastgang der Anlage 1 und dazu die normierte Globalstrahlung an den zugehörigen Tagen. Der Beginn der Aufzeichnung der Einstrahlungsdaten durch den Globalstrahlungssensor war der 03.09.2011. Die folgenden 30 Tage dienen hierbei der Untersuchung der Kurve.

Anders als bei dem Vergleich der Anlagen untereinander ist in diesem Fall eine größere Schwankung in den unteren Lastbereichen zu registrieren. Der Kurvenverlauf der beiden Lastgänge ist zwar homogen, das heißt es gibt keine gegenläufigen Entwicklungen. Die Aussagefähigkeit bezüglich der Funktionsfähigkeit der Anlage ist dennoch etwas geringer als beim Vergleich zweier oder mehrerer PV – Anlagen.

3 Auswertung und Kontrolle der Anlagen

Zur Auswertung des vorhandenen Datenbestandes und zur Projektion dieser Daten in die Zukunft wurde eine statistische Analyse durchgeführt. Das Ziel dabei war es, mit Hilfe einer nach Herrn Prof. Udo Rindelhardt verifizierten Methodik zum quantitativen Monitoring mittels einer Regressionsanalyse das gegebene Einspeiseverhalten abzubilden und aufgrund einer Tendenz eine Aussage über die Korrektheit von zukünftigem Einspeiseverhalten der jeweiligen PV-Anlagen treffen zu können [RIN] S. 4.

Dazu soll in diesem Kapitel zunächst die Vorgehensweise zur statistischen Auswertung mittels einer linearen Regression erläutert werden um anschließend anhand eines realen Beispiels die Funktionalität des Verfahrens nachzuweisen.

3.1 Anlagenmonitoring

Für die Auswertung und die Evaluierung der Lastgänge wird zu Beginn geprüft, ob es sinnvoller ist, eine Referenzanlage festzulegen oder einen Bezug zu den regionalen Globalstrahlungsdaten herzustellen. Eine Aussage darüber soll getroffen werden, indem man die vorliegenden normierten Anlagenenerträge der Anlage 1 mit einer der zu untersuchenden Anlagen auf das Verhalten und den Verlauf des Bestimmtheitsmaßes im monatlichen Abstand analysiert. Dieser Wert ist ein Maß für die Güte einer Regression, er gibt an wie stark die einzelnen Messwerte die Regressionsgerade repräsentieren. Ist dieser Wert 1, so bedeutet das, dass alle Funktionswerte auf der Trendlinie liegen. Ist das Bestimmtheitsmaß 0, so besteht überhaupt kein linearer Zusammenhang.

Die Photovoltaikanlage Nummer 4, welche in den späteren Betrachtungen weiterhin eine Rolle spielen soll, wurde dafür herangezogen. Es ist festzustellen, dass bei der monatlichen Regressionsanalyse das Bestimmtheitsmaß stets höher ist, wenn diese mit Hilfe der Erträge der Anlage Nummer 1 durchgeführt wurde. Diese Unterschiede sind zumeist nicht hoch, dafür aber durchgehend und aus diesem Grund auch eindeutig. Der Grund für die größere Streuung der Globalstrahlung ist, dass diese aus einem Strahlungssensor entnommen wurden, welcher nicht in unmittelbarer Nähe der Anlage installiert ist. Um Globalstrahlungsdaten verlässlich nutzen zu können, muss der entsprechende Sensor direkt in der Ebene der Solarmodule mit identischer Neigung sowie Ausrichtung angebracht sein. Da diese Voraussetzungen jedoch nicht erfüllt sind, ist für ein Monitoring mittels der Ertragswerte der Anlage 1 eine höhere Genauigkeit gegeben. Diese wird von der Stadt-

werke Schkeuditz GmbH betrieben, steht unter stetiger Kontrolle und dient im weiteren Verlauf als Referenzanlage.

Für einen Überblick sowie einen Nachweis bezüglich der Aussagefähigkeit des Anlagenmonitorings wurde zunächst eine Reihe von Messwerten in einer Graphik dargestellt. Es können jedoch ausschließlich Werte verwendet werden, welche keine signifikanten Abweichungen besitzen. Diejenigen Messwerte, welche aufgrund der Kenntnis der Logbucheinträge außerhalb des Toleranzbereiches liegen, werden aus den Berechnungen eliminiert. Weist also eine Anlage einen fehlerhaften Tagesertrag auf, welcher abweichend zu den übrigen Anlagen merklich niedriger ist, so wird dieser Wert nicht im Ertragsdiagramm mit abgetragen. Anderenfalls würden fehlerhafte Ertragswerte das Ergebnis der Regressionsanalyse verfälschen.

Für die folgende qualitative Beurteilung darüber, ob eine Anlage fehlerfrei läuft und den erwartungsgemäßen Ertrag liefert, wird ein Überblick über die täglichen Ertragswerte eines kompletten Monats für jede einzelne der 3 zu analysierenden Anlagen mit denen der Referenzanlage graphisch dargestellt. Eine Regressionsgerade, welche mit Hilfe einer linearen Regression ermittelt wurde, soll die Homogenität des Einspeiseverhaltens nachweisen. Bei dieser sogenannten „Methode der kleinsten Quadrate“ ist die Regressionsgerade gleichzeitig die Trendlinie, welche so durch den Kursverlauf gelegt ist, dass die Abstände der einzelnen Werte zur Linie minimal sind [PAE]. Ein Trend zwischen den Anlagenenertragswerten lässt sich somit darstellen und visualisieren.

Ein Beispiel soll verdeutlichen, dass man anhand der erläuterten Regressionsanalyse eine Aussage darüber treffen kann, ob eine Anlage einwandfreie Einspeisewerte liefert. Dazu wurden die spezifischen Ertragswerte der Anlage 1 und der Anlage 2 des Monats August 2012 in einem Diagramm gegenüber gestellt.

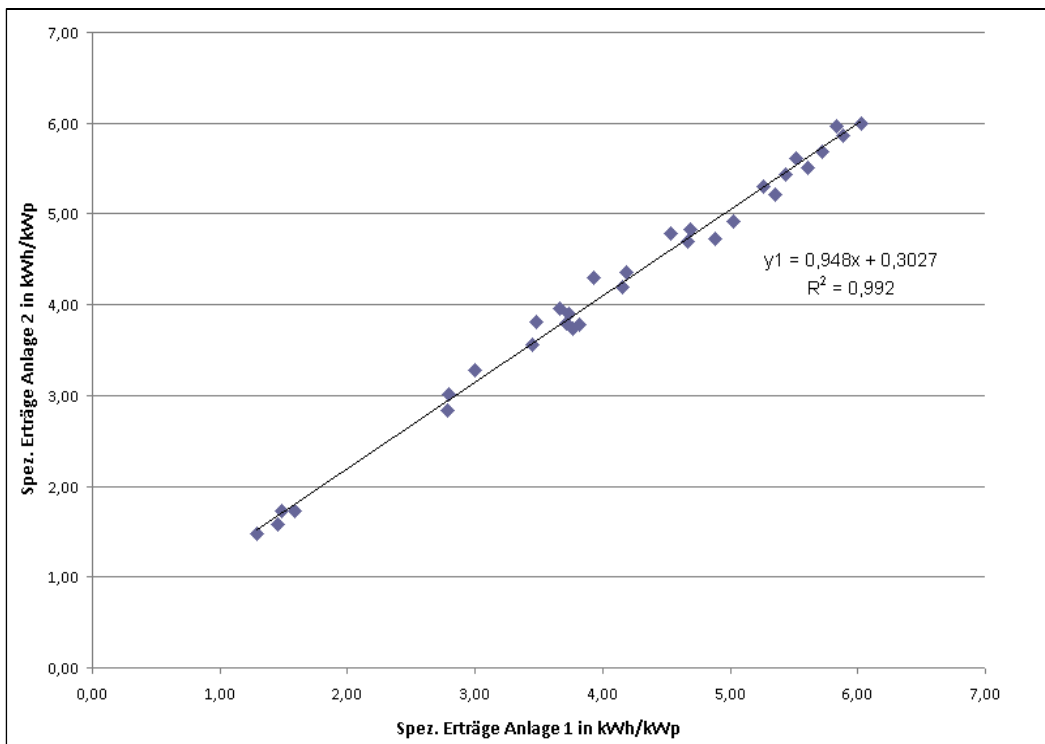


Abb. 3-1: Darstellung der linearen Regression zwischen 2 Anlagenerträgen

Es ist offensichtlich, dass für den Monat August 2012 keine signifikanten Ausreißer auftraten, wodurch von einem homogenen Betrieb beider Anlagen ausgegangen werden kann. Das Bestimmtheitsmaß R^2 besitzt einen hohen Wert von 0,992, was also eine sehr starke Regression impliziert.

3.2 Detektion eines Fehlers mit der Methode

Für alle weiteren Betrachtungen werden zur kurzfristigen Erkennung von Abweichungen die letzten 30 vorliegenden spezifischen Tagesertragswerte verwendet. Dadurch sollte bereits nach einem, spätestens nach zwei Tagen offensichtlich sein, ob und in welcher Intensität ein Anlagenfehler aufgetreten ist.

Für den Fall, dass eine zu überwachende Anlage neu ans Netz angeschlossen wird und aus diesem Grund noch keine Erfahrungswerte bezüglich der Erzeugung vorliegen, muss für die ersten 30 Tage zunächst der Lastgang aufgenommen werden und durch intensive Kontrolle des Logbuches sichergestellt werden, dass diese korrekte Erträge liefert. Auf Basis dieser Daten kann man mittels der Trendgerade die zukünftigen Erzeugungswerte beurteilen.

Zunächst wird erneut eine Graphik wie in Abbildung 3-1 mit Hilfe von Microsoft Excel erstellt mit denjenigen Tageswerten, an denen alle vier Anlagen problemlos liefen. Im Anschluss daran werden die Trendlinien (= Regressionsgeraden) hinzugefügt, welche den Verlauf der verwendeten Ertragsdaten repräsentieren sollen und mittels der Funktionsgleichungen $f_1(x) = y_1$, $f_2(x) = y_2$ und $f_3(x) = y_3$ dargestellt werden. Sie bilden die Basis für die Deklaration der Schwellenwerte für nachfolgende Sollerträge!

Das Grundprinzip dieser Art des Anlagenmonitorings ist es, dass 30 Werte – jeweils von Anlage 1 und der zu untersuchenden Anlage - ausgewählt werden, für diese ein sogenanntes Projektionsband konstruiert wird. Anschließend wird geprüft, ob der Ertragswert des Folgetages innerhalb dieses Bandes liegt oder ob die Schwellenwerte überschritten werden.

Sollte sich bei dieser Überprüfung herausstellen, dass die von der untersuchten Anlage eingespeiste Energiemenge die Schwellenwerte nicht überschreitet, so wird der erste Tageswert aus der Messreihe gestrichen und der geprüfte Wert in die Berechnungen einbezogen, sodass immer die 30 aktuellsten Tageswerte für das Monitoring verwendet werden. Liegt der geprüfte Wert allerdings außerhalb des definierten Projektionsbandes, so wird eine weitere Regressionsanalyse durchgeführt. Dabei können entweder die gegebenen Globalstrahlungsdaten als Referenz verwendet werden oder aber diejenigen Solarertragsdaten, welche mittels einer möglichst gleich konfigurierten und ausgerichteten PV-Anlage in unmittelbarer Nähe generiert wurden. Da dies bei den gegebenen Anlagen aber nicht zutrifft, soll in diesem Fall die Globalstrahlung für die Überprüfung genutzt werden.

Liegt der überprüfte Wert auch nach der zweiten Analyse nicht im definierten Projektionsband, so ist dieser als Anlagenfehler zu deklarieren und wird für die künftigen Analysen gestrichen.

Es kann unter Umständen auch vorkommen, dass ein Messwert größer als der obere Schwellenwert ist. In diesem Fall gab es entweder einen Minderertrag aufgrund einer Störung bzw. Instandhaltungsmaßnahmen der Referenzanlage oder die Differenzen kamen aufgrund von unterschiedlichen lokalen Umwelteinflüssen bei der Referenzanlage bzw. dem Globalstrahlungssensor zustande.

Was zu der Aussage darüber führt, ob ein gewisser Ertrag zu gering ist oder nicht, ist die Festlegung der Schwellenwerte. Diese beinhalten entweder eine Warnfunktion für den Fall, dass die Überschreitung lediglich bei einem der beiden beschriebenen Analysen auftritt, oder sie sind ein eindeutiger Indikator für einen Defekt, falls der gemessenen Ein-

speisewert außerhalb der ermittelten Schwellenwerte bei beiden Regressionsanalysen liegt.

Festgelegt werden diese Grenzen, indem man die Trendlinie so weit nach oben verschiebt, bis derjenige Punkt erreicht ist, welcher in positiver Richtung den größten Abstand zur Trendlinie darstellt. Analog dazu ergibt der Punkt mit dem größten Abstand in negativer Richtung die untere Grenze.

Ermittelt werden diese Grenzen rechnerisch, was in Kapitel 3.3 erläutert werden soll.

3.3 Konkretes Beispiel

Zur Verdeutlichung des beschriebenen Verfahrens soll ein Beispiel anhand von konkreten Ertragswerten dienen. Hierfür liegen folgende spezifischen Werte vor:

Tag	Anlage 1 [kWh/kWp]	Anlage 2 [kWh/kWp]	Anlage 3 [kWh/kWp]	Anlage 4 [kWh/kWp]	Globalstrahlung [kWh/m ²]
02.08.2012	3,659	3,957	3,850	3,867	4,21
03.08.2012	3,71	3,791	3,788	3,541	4,63
04.08.2012	5,519	5,616	5,554	5,211	6,78
05.08.2012	2,782	2,828	2,875	2,804	3,70
06.08.2012	3,002	3,272	3,244	3,296	3,63
07.08.2012	4,533	4,787	4,632	4,73	4,94
08.08.2012	3,813	3,777	3,721	3,781	4,03
09.08.2012	3,449	3,558	3,584	3,398	4,20
10.08.2012	3,484	3,811	3,688	3,63	3,85
11.08.2012	3,929	4,294	4,088	4,06	5,05
12.08.2012	5,613	5,514	5,609	5,539	6,57
13.08.2012	6,029	5,992	5,832	5,706	6,71
14.08.2012	5,888	5,868	5,685	5,561	6,60
15.08.2012	5,722	5,683	5,508	5,407	6,49
16.08.2012	1,287	1,475	1,499	1,402	1,93
17.08.2012	4,669	4,703	4,518	4,486	5,64
18.08.2012	5,264	5,301	5,077	4,968	5,71
19.08.2012	5,429	5,429	5,155	5,051	6,15
20.08.2012	5,026	4,925	4,739	4,626	5,64
21.08.2012	4,159	4,192	3,995	3,923	4,58
22.08.2012	4,691	4,827	4,508	4,29	5,52
23.08.2012	5,35	5,211	4,964	4,771	5,82
24.08.2012	1,587	1,721	1,786	1,77	2,02
25.08.2012	3,735	3,903	3,581	3,807	3,79
26.08.2012	2,799	3,010	2,943	2,873	2,86
27.08.2012	4,883	4,729	4,697	4,437	5,37
28.08.2012	3,766	3,735	3,741	3,704	3,89
29.08.2012	4,186	4,355	3,914	3,876	4,58
30.08.2012	1,45	1,575	1,612	1,564	1,81
31.08.2012	1,488	1,723	1,718	1,696	1,90
01.09.2012	4,953	4,556	4,365	4,265	4,78

Tabelle 3-1: Spezifische Tageserträge der Anlagen in kWh/kWp

Aus diesen Daten lässt sich nun nachfolgendes Diagramm erstellen:

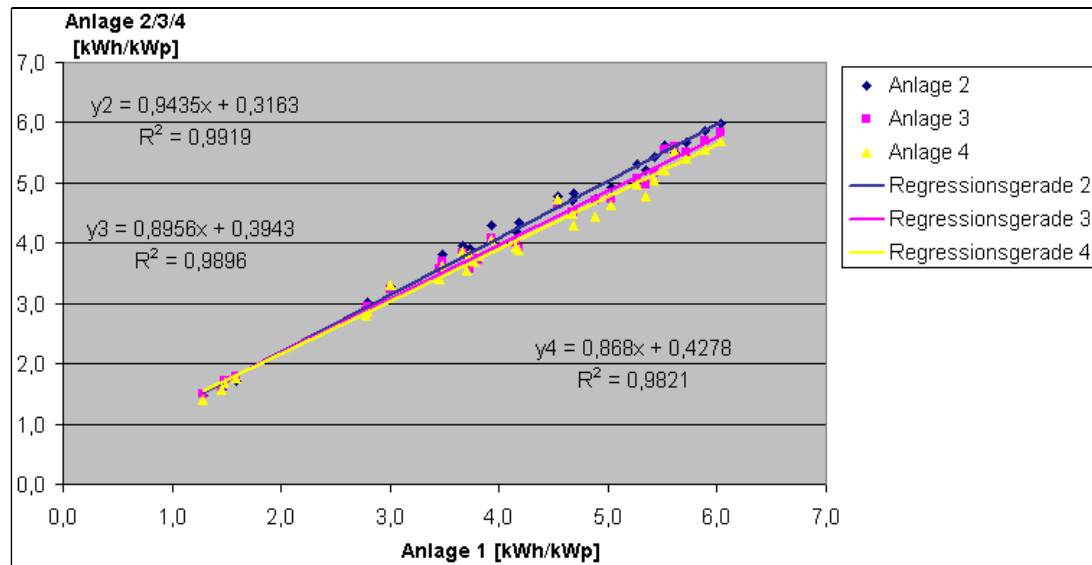


Abb. 3-2: Regressionsgeraden der Anlage 1 mit den Anlagen 2, 3 & 4

Die einzelnen Punkte werden dabei mittels einer Trendlinie (=Regressionsgerade) repräsentiert. Die dazugehörigen Funktionsgleichungen können in Microsoft Excel hinzugefügt werden. Sie bilden die Basis zur Berechnung der oberen und unteren Schwellenwerte.

Zu Beginn benötigt man diejenigen x-Werte der Punkte, die den größten absoluten Abstand zur Trendlinie besitzen. Durch diese ermittelten Punkte verläuft dann eine Funktionsgerade mit dem gleichen Anstieg wie die Regressionsgerade.

Für die Übersichtlichkeit des aktuellen Beispiels wird im Folgenden mit lediglich einer Anlage weiter gerechnet. In diesem Fall soll es die Anlage Nummer 4 sein.

Man errechnet für jeden der Punkte den Abstand zur Trendlinie und wählt dabei die beiden Maxima aus – in negativer sowie in positiver Richtung. In diesem Fall sind das die mittels Excel errechneten Werte vom 07.08.2012 sowie vom 23.08.2012:

$$P_1 = (x; y) = (4,533; 4,73)$$

$$P_2 = (x; y) = (5,35; 4,771)$$

Für diese beiden Punkte werden nun die Funktionsgleichungen erstellt. Grundlage dafür ist die Geradengleichung. Diese lautet:

$$y = mx + n$$

Da y und x bekannt sind, wird lediglich noch der sogenannte Achsenabschnitt n benötigt, jeweils für die obere sowie die untere Grenze. Dazu folgende Rechnung:

$$n_{ob} = y_{ob} - mx_{ob} = 4,73 - 0,868 \cdot 4,533 = 0,7954$$

$$n_{unt} = y_{unt} - mx_{unt} = 4,771 - 0,868 \cdot 5,35 = 0,1272$$

Aus allen nun bekannten Variablen entstehen die obere sowie die untere Toleranzgrenze:

$$f_1(x) = 0,868x + 0,7954$$

$$f_2(x) = 0,868x + 0,1272$$

Diese beiden Gleichungen stellen das in der nachfolgenden Graphik visualisierte Projektionsband dar.

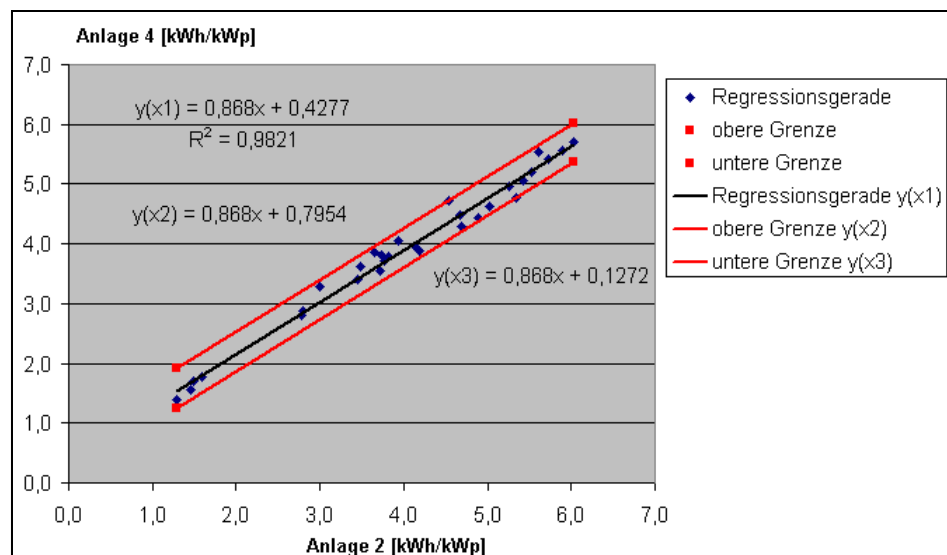


Abb. 3-3: Projektionsband mit den Schwellenwerten

Für den nachfolgenden Tag kann man mit Hilfe dieser Erkenntnisse den eingespeisten spezifischen Stromertrag der Anlage 1 und der Anlage 4 im Diagramm darstellen und überprüfen, ob dieser Wert sich innerhalb des ermittelten Projektionsbandes befindet. An dem betrachteten Tag, dem 01.09.2012, beläuft sich der eingespeiste spezifische Ertrag der Referenzanlage auf 4,953 kWh/kWp. Dieser Wert wird in Funktionsgleichungen der

oberen und der unteren Grenzen eingesetzt, um zu einem rechnerischen Nachweis zu gelangen.

$$y_{ob} = 0,868x + 0,7954 = 0,868 \cdot 4,953 + 0,7954 = 5,095$$

$$y_{unt} = 0,868x + 0,1272 = 0,868 \cdot 4,953 + 0,1272 = 4,426$$

Der spezifische Ertrag der Anlage 4 ist an diesem Tag 4,265 kWh/kWp. Damit ist klar, dass die Einspeiseleistung den kritischen Schwellenwert unterschritten hat.

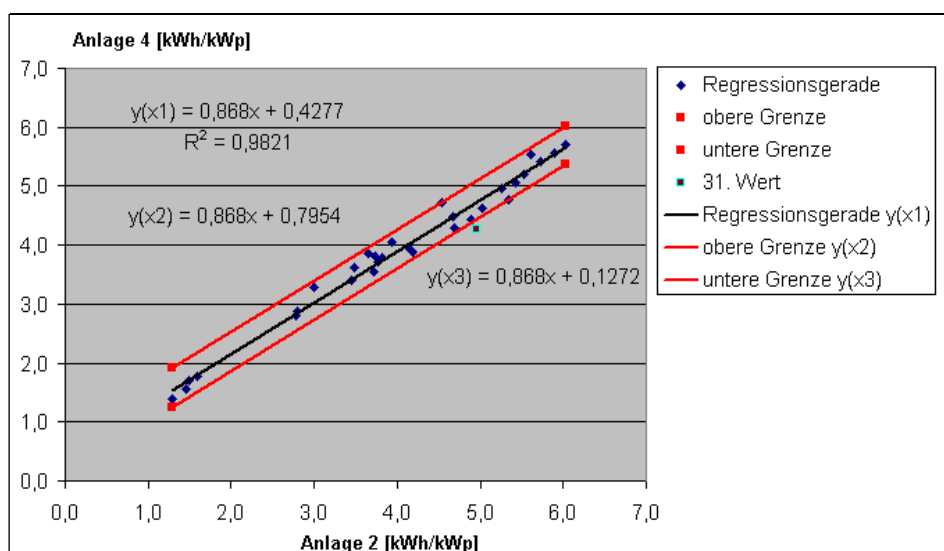


Abb. 3-4: Projektionsband mit den Schwellenwerten und Folgetag

Diese Abweichung liegt jedoch lediglich bei 0,161 kWh/kWp. Das heißt, dass bei dieser minimalen Abweichung nicht zwangsläufig von einem Defekt in der Anlage ausgegangen werden muss. Es kann verschiedenste Ursachen für diese geringe Sollabweichung geben.

An kalten Tagen mit guter Sonneneinstrahlung beispielsweise besitzt die Referenzanlage deutlich höhere Wirkungsgrade in den oberen Lastbereichen. Von daher kann man nicht einhundertprozentig sagen, dass an dem betrachteten Tag ein Fehler vorliegt, sondern muss eine zweite Analyse durchführen. Dies erfolgt entweder mit einer zweiten Referenzanlage, oder wie in diesem Fall mit Hilfe von Globalstrahlungsdaten. Sollte das Resultat beider Untersuchungen negativ sein, erst dann ist der Tageswert als Fehler zu deklarieren und wird für die nachfolgenden Betrachtungen eliminiert.

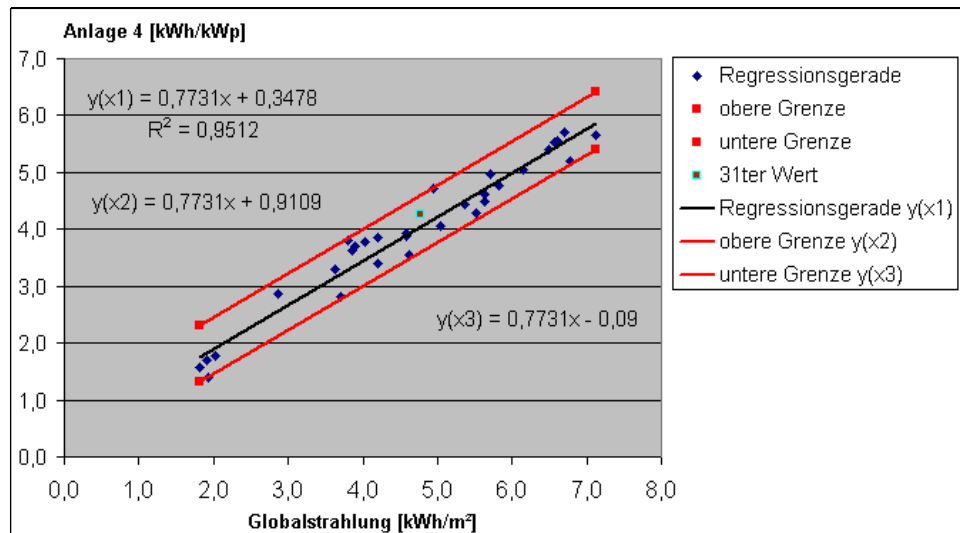


Abb. 3-5: Projektionsband mit Globalstrahlung

Einer Analyse der Globalstrahlungsdaten mit den spezifischen Ertragsdaten der PV - Anlage 4 zufolge, welche nach dem bereits beschriebenen Prinzip durchgeführt wurde, befindet sich der geprüfte Wert diesmal innerhalb der definierten Grenzen. Damit ist nachgewiesen, dass die Abweichung in der Regressionsanalyse mit der Referenzanlage nicht signifikant ist und von daher auch kein Defekt vorliegt.

Es bleibt festzuhalten, dass eine grundsätzliche Beurteilung des Fehlverhaltens von Photovoltaikanlagen mittels der vorgestellten Methode möglich ist. Jedoch wäre ein Monitoring zur Fehlerdetektion anhand von Ertragsdaten von Anlagen mit gleicher Ausrichtung und gleichen Anlagenparametern genauer und weniger fehleranfällig, da dadurch regionale und lokale Abweichungen bezüglich der Umwelteinflüsse minimiert bzw. ausgeschlossen werden können.

4 Betriebsmittel für die Überwachung und Auswertung von PV-Anlagen

Für ein kontinuierliches und qualitatives Monitoring von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen werden zur Akquisition der Daten sowie deren Auswertung und Bewertung diverse Betriebsmittel benötigt. Unter Beachtung der geltenden gesetzlichen Regularien sollen alle notwendigen Komponenten zusammengestellt und bewertet werden.

4.1 Gesetzliche Regelungen

Beim Betrieb und der Solarstromgenerierung mittels Photovoltaikanlagen zur Einspeisung ins öffentliche Stromnetz sind Bestimmungen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz sowie dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) zu beachten, welche der Versorgungssicherheit dienen sollen.

Der Paragraph 6 des EEG ist Grundlage für das sogenannte Netzsicherheitsmanagement und legt fest, wie eine Netzüberlastung vermieden werden kann, indem technische Einrichtungen installiert werden, welche es ermöglichen die ins Netz eingespeiste Leistung zu begrenzen. So ist es vorgeschrieben, dass die Einspeiseleistung bei einer installierten Nennleistung der Anlage zwischen 30 und 100 kW ferngesteuert reduzierbar sein muss. Bei Anlagen mit einer Nennleistung unter 30 kW besteht die Wahl zwischen der Möglichkeit, die Wirkleistungseinspeisung ebenfalls ferngesteuert reduzierbar zu gestalten oder es wird festgelegt, dass dauerhaft lediglich 70% der installierten Leistung in das Netz eingespeist werden dürfen und die restliche generierte Energie dem Eigenverbrauch dient.

Die Beschaffung der benötigten erzeugten Energiemengen soll mittels Smart Metering durchgeführt werden. Dazu ist im §21e, Abs. 3 festgelegt, dass die für die an der Datenübertragung beteiligten Stellen dem aktuellen Stand der Technik entsprechende Maßnahmen zur Sicherstellung von Datenschutz und Datensicherheit zu treffen, die insbesondere die Vertraulichkeit und Integrität der Daten sowie die Feststellbarkeit der Identität der übermittelnden Stelle gewährleisten.

Im Falle der Anlagenüberwachung spielt jedoch der datenschutzrechtliche Aspekt keine große Rolle, da lediglich Daten bezogen werden sollen, welche die Lastgänge der Photovoltaikanlage darstellen und kein Verbrauchsprofil des Endkunden erstellt wird.

4.2 Smart Metering

Zur Erfassung der für das Monitoring der Photovoltaikanlage benötigten Lastgänge sollen auf Basis der in 4.1 dargestellten gesetzlichen Regelungen des EEG sowie des EnWG die Daten beim Betreiber der Anlage fernausgelesen werden. Dazu wird ein elektronischer Haushaltszähler, kurz eHZ, genutzt, da ein solcher Stromzähler mit diversen Features ausgestattet ist, welche für den Kunden sowie für den Netzbetreiber relevant sind.

Bei den bisher üblichen zur Verbrauchsabrechnung verwendeten, elektromagnetischen Ferraris – Zählern ist die Datenbeschaffung nur für größere Zeiträume realisierbar. Im Gegensatz dazu können mit dem Smart Meter die Verbrauchs- bzw. Einspeisewerte in einstellbaren Zeitintervallen übertragen und mittels standardisierter Datenkommunikationsverfahren fernübertragen werden [DUD] S. 408.

Erfasst werden können die Daten in Intervallen von bis zu einigen Sekunden, üblicherweise erfolgt dies für die Auswertung von Einspeisewerten jedoch alle 15 Minuten. Über einen Rückkanal und mit Hilfe eines LCD-Displays kann der Anlagenbesitzer digital die Ertragsverläufe einsehen und nachvollziehen sowie am Computer grafisch darstellen.

Der Vorteil eines solchen Smart Meters – einem sogenannten „intelligenten Zähler“ – besteht genau wie auch der Nachteil in der hohen Transparenz, was beim Monitoring jedoch keine Rolle spielt, sondern lediglich beim Erstellen von Verbrauchsprofilen. Beim Anlagenmonitoring dagegen sind die Datenerfassung in kurzen Messintervallen sowie die gute Datenkommunikation von entscheidender Bedeutung, um eine lückenlose Lastganganalyse durchführen zu können.

4.3 Datenkommunikation

Die erfassten Lastgangdaten der Solargeneratoren können entweder direkt am Smart Meter abgelesen werden, was für den Betreiber von Interesse ist. Zum dezentralen Monitoring müssen diese Daten allerdings fernauslesbar sein. Dazu bedarf es einer verlässlichen Datenkommunikation.

Eine Möglichkeit der Übermittlung ist die sogenannte Powerline Communication. Bei dieser Technologie werden die vorhandenen Stromleitungen genutzt, was jedoch zu elekt-

romagnetischen Emissionen und Störfeldern führt. Das Grundprinzip dieser Alternative zur Datenbereitstellung ist, dass in einer Trafostation des Stromversorgers eine Geräteeinheit installiert ist, welche die von einem Kommunikationsnetz wie z.B. einer Glasfaserleitung kommenden Datensignale auf einen Hochfrequenzträger moduliert und diesen der Stromversorgungsleitung hinzufügt. Am Zählerkasten befindet sich das Gegenstück, welches den Hochfrequenzträger herausfiltert, die Daten weiterverarbeitet und diese letztlich in die hauseigene Datenleitung einspeist [RWO]. Die maximale Entfernung zwischen beiden darf allerdings nur bei 500 Metern liegen, was eine verringerte Erreichbarkeit nach sich zieht. Außerdem wird zur automatischen Datenablesung eine weitere Applikation benötigt, ein sogenannter Datenkonzentrator. Dieser ist in der Anschaffung mit ca. 700€ inkl. der Installation sehr kostenintensiv. Aus diesem Grund lohnt sich eine Powerline - Kommunikation erst ab einer größeren Anzahl von elektronischen Zählern in einem bestimmten Gebiet.

Eine weitere Option des Datentransfers besteht in der Anwendung eines Funksystems. Der Vorteil hierbei ist, dass eine große Anzahl an Funk-Datenloggern in diesem System eingeschlossen ist. Deren Daten können in eine Reihe von verschiedenen Formaten exportiert und in einer einzigen Grafik zusammengefasst werden [TIN]. Außerdem besitzt das System eine Warnfunktion - beispielsweise per Email - sobald eine Alarmgrenze überschritten wurde.

Der Nachteil besteht hierbei aber ebenfalls in der geringen Reichweite von ca. 200 Metern. Dadurch kann die Erreichbarkeit nicht gewährleistet werden und somit kommt auch diese Technologie nicht zum Einsatz.

Im Gegensatz dazu ist mit einer Datenverbindung via GSM („Global System for Mobile Communications“) ein flächendeckender Datenbezug realisierbar. Sie garantiert eine hohe Datensicherheit und bezieht auch Daten von entfernten Messstationen bzw. Datenloggern. Als Ausgangspunkt gilt das Vorhandensein einer GSM-Netzabdeckung. Die Abfrage der Datensätze erfolgt über das vorhandene Telefonnetz und kann durch das Einwählen im GSM-Modem fernausgelesen werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit, eine Konfiguration des Datenloggers über die Verbindung vorzunehmen und Funktionsstörungen frühzeitig zu registrieren.

4.4 Betriebsmittelauswahl

Für das beabsichtigte Photovoltaik - Anlagenmonitoring wurde ein Drehstromzähler ausgewählt, welcher in der Lage ist, über ein voll integriertes GSM-Modem die Daten der Lastgänge zu einer zentralen Stelle zu transferieren. Dieser elektronische Zähler ist von der Firma Iskraemeco und nennt sich MT372. Alle relevanten technischen Daten sind dem im Anhang Nummer 2 beigefügten Datenblatt zu entnehmen.

Er ist in der Lage AMM – Dienste (Automated Meter Management) durchzuführen. Darunter fällt die regelmäßige Messung, Sammlung sowie Analyse von Lastgangdaten, was die Steuerung des Gesamtsystems insgesamt verbessert [AMM]. Als lokale Kommunikationstechnologie kommen dabei Wireless-M-Bus sowie Zigbee in Frage, da diese es aufgrund ihres bidirektionalen Daten- und Informationsflusses ermöglichen, den Smart Meter ebenfalls als Zweirichtungszähler zu verwenden, wodurch der Kunde zusätzlich den Nutzen hat zur eingespeisten Leistung ebenfalls den Eigenverbrauch ablesen zu können. Außerdem ist der MT372 für die Dokumentation von weiteren Messdaten verwendbar. So besitzt dieser ebenfalls Eingänge für Wärme-, Wasser- sowie Gaszählerdaten.

Wie in Abschnitt 4.1 beschrieben wurde, ist zu Zwecken der Netzsicherheit bzw. Netzstabilisierung die Möglichkeit der Einspeiseregulierung oder der Komplettabschaltung zu gewährleisten. Aus diesem Grund ist in dem verwendeten Smart Meter ein optionaler Schalter installiert, welcher die Aufgabe hat im Falle einer Netzüberlastung die PV-Anlage vorübergehend vom Netz zu trennen bzw. die Einspeiseleistung zu begrenzen. In Kombination mit einem nachträglich angebrachten Relais kann diese Regulierung ferngesteuert durchgeführt werden. Diese Fernsteuerung der Einspeiseleistung könnte ein zusätzlich mögliches Angebot an den Kunden darstellen, da sich der Kunde dadurch den nötigen Installationsaufwand sparen kann.

Ein externes GSM – Modem wird für die Datenfernübertragung nicht benötigt, da dieses bereits im MT372 integriert ist. Es kann bei Bedarf aber ebenso durch eine RS 485 Schnittstelle ersetzt werden.

Ein weiterer Vorteil dieses Zählers ist die hohe Unempfindlichkeit gegenüber elektromagnetischen Einflüssen, welche durch weitere elektrische Geräte verursacht werden.

Ausgewählt wurde der MT372, da er den Anforderungen in vollem Umfang gerecht wird und ohne Probleme in die bestehende Zählerfernauslese – kurz ZFA – integriert werden kann. Des Weiteren wurde dieser Smart Meter schon in einzelnen Haushalten eingebaut, wodurch bereits gewisse Erfahrungswerte vorhanden sind.

5 Kalkulation eines Dienstleistungsangebotes

Die jeweilige Momentanleistung sowie der aktuelle Status der Wechselstromeinspeisung kann an jedem herkömmlichen Wechselrichter dem Display oder einer vergleichbaren Anzeige entnommen werden. Es erfolgt hierbei ein Signal, ob die Module und der Wechselrichter die gewünschte Leistung erbringen oder nicht. Dies muss allerdings in regelmäßigen Abständen kontrolliert werden. Erfahrungsgemäß ist in den ersten Wochen bis Monaten nach der Neuinbetriebnahme einer Photovoltaikanlage das Interesse der Betreiber groß und eine Kontrolle erfolgt regelmäßig, sodass ein Auftreten von Fehlern umgehend registriert und infolge dessen behoben werden kann. Im Laufe der Zeit jedoch nimmt dieses Interesse immer stärker ab oder aufgrund von Urlaub und Ähnlichem beispielsweise wächst die Gefahr der Nichterkennung von Defekten und den damit verbundenen Ertragsausfällen. Um dem entgegenzuwirken sollte über eine kontinuierliche Überwachung der Anlage nachgedacht werden

5.1 Ertragseinbußen bei Anlagendefekten

In diesem Abschnitt soll zunächst eine Berechnung der Mindererträge bei teilweisen oder kompletten Anlagendefekten erfolgen, welche in der Folge die Basis für eine Beurteilung der Notwendigkeit eines Anlagenmonitorings darstellen soll. Ziel dieser Kalkulation soll es sein eine Aussage darüber zu treffen, ob und bei welcher Anlagengröße es wirtschaftlich ist ein Dienstleistungsangebot in Anspruch zu nehmen.

Gründe dafür, dass Mindererträge nicht rechtzeitig registriert werden gibt es viele verschiedene. So kann es beispielsweise vorkommen, dass ein vom Modulhersteller vorinstalliertes Überwachungssystem ausfällt und keine oder falsche Informationen liefert. Oder es wird nicht regelmäßig das Logbuch der Anlage kontrolliert, in denen die Unregelmäßigkeiten dokumentiert werden bzw. ruft der Betreiber nicht täglich seine E-Mails ab, worüber die Informationen zu Fehlfunktionen bezogen werden können.

Im nachfolgenden Beispiel wurde der entstandene Schaden bzw. Minderertrag der Anlage 3 nachgewiesen, welcher aufgrund von Verschattung durch Schneebedeckung der Module zustande gekommen ist. Dieser Ertragsausfall ist in Anbetracht der Größe der Solaranlage von 317 kWp installierter Nennleistung erwartungsgemäß ziemlich hoch. Aus diesem

Grund besitzen Anlagen dieser Dimension auch bereits ein umfangreiches Überwachungssystem.

In der nachfolgenden Tabelle sind die normierten Ertragswerte der zu analysierenden Anlage 3 sowie die Globalstrahlungsdaten des zugehörigen horizontal in Anlagennähe installierten Strahlungssensors im gleichen Zeitraum dargestellt. Dabei sind diejenigen Werte rot markiert, an denen die Solarmodule nachweislich mit Schnee bedeckt waren und folglich nahezu keinen solaren Stromertrag generierten.

Datum	Globalstrahlung [kWh/m ²]	normierter Ertrag [kWh/kWp]
28. Dez.	0,70	0,624
29. Dez.	0,94	0,924
30. Dez.	0,41	0,287
31. Dez.	0,88	0,827
1. Jan.	0,29	0,163
2. Jan.	0,23	0,104
3. Jan.	0,61	0,633
4. Jan.	0,67	0,527
5. Jan.	0,39	0,238
6. Jan.	0,90	0,807
7. Jan.	0,30	0,174
8. Jan.	0,40	0,286
9. Jan.	0,42	0,320
10. Jan.	1,09	0,969
11. Jan.	0,46	0,353
12. Jan.	0,67	0,565
13. Jan.	0,66	0,546
14. Jan.	1,16	1,113
15. Jan.	1,03	1,029
16. Jan.	0,70	0,622
17. Jan.	0,32	0,208
18. Jan.	1,45	1,420
19. Jan.	0,25	0,129
20. Jan.	0,71	0,595
21. Jan.	0,27	0,131
22. Jan.	0,84	0,875
23. Jan.	1,18	1,154
24. Jan.	0,46	0,332
25. Jan.	0,41	0,291
26. Jan.	1,92	1,754
27. Jan.	0,67	0,589
28. Jan.	0,13	0,003
29. Jan.	0,2	0,003
30. Jan.	0,34	0,012

31. Jan.	0,81	0,026
1. Feb.	1,32	0,030
2. Feb.	1,86	0,031
3. Feb.	1,31	0,021
4. Feb.	1,72	0,026
5. Feb.	2,16	0,031
6. Feb.	2,20	0,035
7. Feb.	1,06	0,011
8. Feb.	1,78	0,016
9. Feb.	0,82	0,001
10. Feb.	2,37	0,009
11. Feb.	1,36	0,003
12. Feb.	2,77	0,022
13. Feb.	0,65	0,000
14. Feb.	0,52	0,001
15. Feb.	1,35	0,620

Tab. 5-1: Normierte Erträge & Globalstrahlung vom 28.12.2011 bis 15.02.2012

Für diese Verlustrechnung wird erneut die Regressionsgerade der zurückliegenden 30 Tage als Referenz verwendet. Von diesen Werten ist aufgrund der Logbucheinträge bekannt, dass diese erwartungsgemäß ausgefallen sind.

In der graphischen Darstellung sieht der Verlauf der beiden Kurven – der normierten Erträge sowie die Globalstrahlungsdaten - dann wie folgt aus:

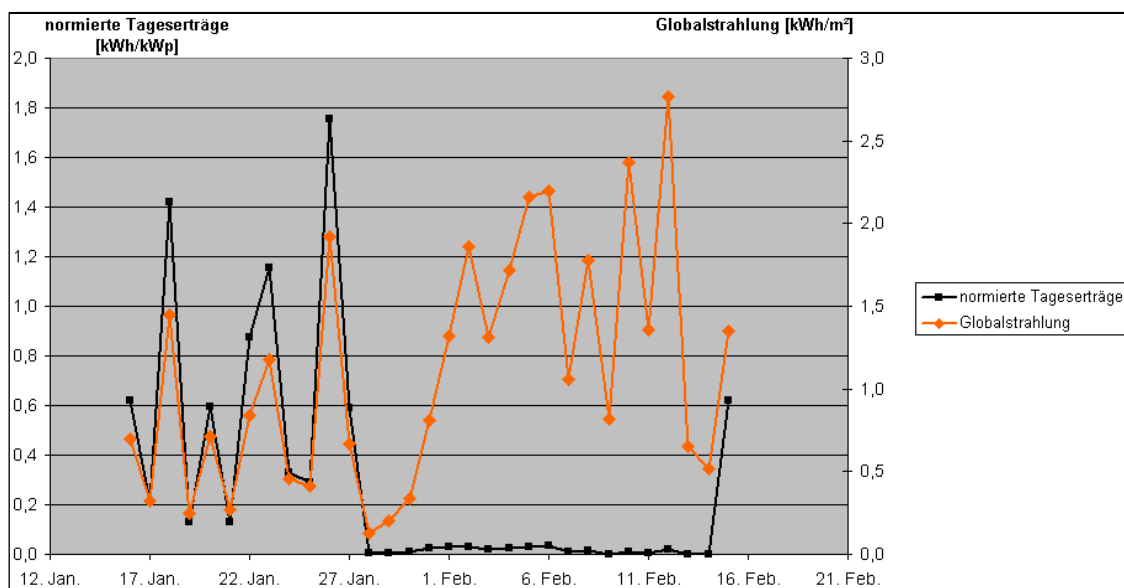


Abb. 5-1: Normierte Tagesertragswerte & Globalstrahlung

Es ist eindeutig erkennbar, dass die Erträge bis zum Auftreten des starken Schneefalls in Ordnung sind und ab dem 28. Januar bis zum 14. Februar nahezu kein solarer Ertrag mehr zu verzeichnen ist. In diesen 18 Tagen erhält man als Anlagenbetreiber faktisch keine Einspeisevergütung. Diese Einbußen werden auf Basis der Einstrahlungswerte errechnet. Dazu werden wie im vorangegangenen Kapitel die normierten Ertragswerte der 30 Tage, an denen die Anlage einwandfrei lief, sowie die entsprechenden Tagessummen der globalen Strahlung in einem Diagramm gegenübergestellt und die dazugehörige Regressionsgerade ermittelt.

Die Ertragswerte der Tage mit der Schneebedeckung können ebenfalls im selbigen Diagramm abgezeichnet werden. Folgendermaßen stellt sich der Zusammenhang graphisch dar:

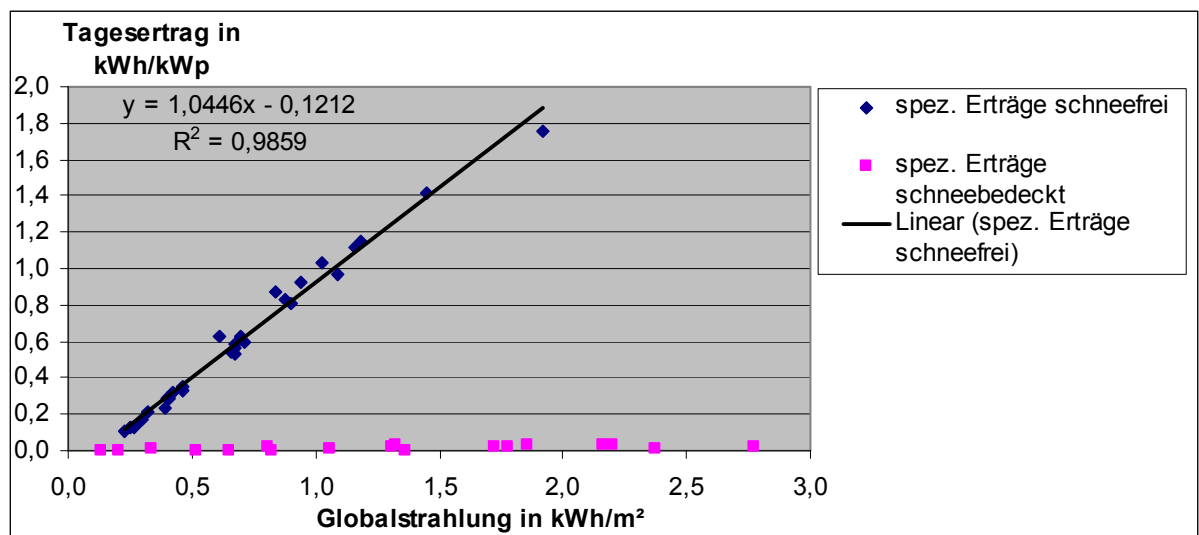


Abb. 5-2: Normierte Erträge bei Schneebedeckung

Die Differenzen der Ertragswerte an den „verschatteten“ Tagen bzw. den Tagen, an welchen die Module schneebedeckt waren zu den Funktionswerten der Regressionsgerade bilden in der Summe die gesamte verlorengegangene solare Energiemenge. Für den Fall, dass die Module unverschattet wären würden sie mit einer hohen Wahrscheinlichkeit der ermittelten Trendgerade entsprechen

Um diese zu errechnen wird die Funktionsgleichung der Regressionsgeraden verwendet. In der folgenden Tabelle sind die einzelnen Differenzen der Funktionswerte berechnet und aufsummiert, sodass letztlich die Verlustmenge als spezifische Leistung sowie in monetärer Form als Ergebnis resultiert.

Normierter Ertrag [kWh/kWp]	Kalkulierter Ertrags- verlust [kWh/kWp]
0,003	0,019
0,003	0,091
0,012	0,228
0,026	0,705
0,030	1,191
0,031	1,755
0,021	1,184
0,026	1,611
0,031	2,058
0,035	2,104
0,011	0,934
0,016	1,685
0,001	0,695
0,009	2,299
0,003	1,258
0,022	2,702
0,000	0,518
0,001	0,377
Gesamt	21,41 kWh/kWp
x installierte Leistung	6801,96 kWh
x Vergütung (0,2586€)	1.758,99 €

Tab. 5-2: Kalkulation des Vergütungsausfalls

Die Höhe der Vergütung basiert auf den gesetzlichen Regelungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und richtet sich nach der Größe, dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme sowie dem Installationsort (Gebäude-/ Freilandanlage) der Anlage. In diesem Fall ging die Anlage 3 im März des Jahres 2011 ans Netz und ist eine Gebäudeanlage mit einer installierten Leistung von 317,7 kWp. Die Vergütung ergibt sich nun aus dem §33 Absatz 1 Nummer 3. Diese beträgt demzufolge 0,2586€ pro Kilowattstunde eingespeister Leistung. So ergibt sich für den gesamten Zeitraum, in dem die Module schneebedeckt waren ein „Schaden“ bzw. Ertragsausfall von ca. 1755€. Umgerechnet auf die installierte Leistung und die Einstrahlungsintensität ergibt dies einen Verlust von

$$\frac{0,24\text{€}}{\text{kWp} \cdot \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}} \cdot$$

Als ein zweites Beispiel soll nun der mögliche Verlust in einem Zeitraum im Sommer kalkuliert werden, in welchem eine PV-Anlage komplett ausfällt. Dafür wurde ein Zeitraum betrachtet, welcher im Bereich der Sommersonnenwende liegt, wo faktisch der Einstrahlungswinkel der Sonne am größten und somit der potentielle Ertragsausfall am höchsten ist. Gegenstand der Berechnungen war diesmal die Referenzanlage, Anlage 1.

Erneut wurde eine Regressionsgerade auf Basis der zurückliegenden 30 Tage ermittelt, in diesem Fall die Tage vom 20.05.2012 bis zum 18.06.2012. Für die folgenden 5 Tage wurden die tatsächlichen Einstrahlungswerte als Ausgangspunkt für die Verlustrechnung genutzt und alle Netzeinspeisewerte 0 gesetzt, um den größtmöglichen Verlust in dieser Zeitspanne zu kalkulieren.

Mittels der im folgenden Diagramm angegebenen Regressionsgeraden werden die jeweiligen theoretisch möglichen spezifischen Erträge errechnet und bezogen auf die Anlagenleistung sowie die Höhe der Einspeisevergütung der Ertragsausfall aufsummiert.

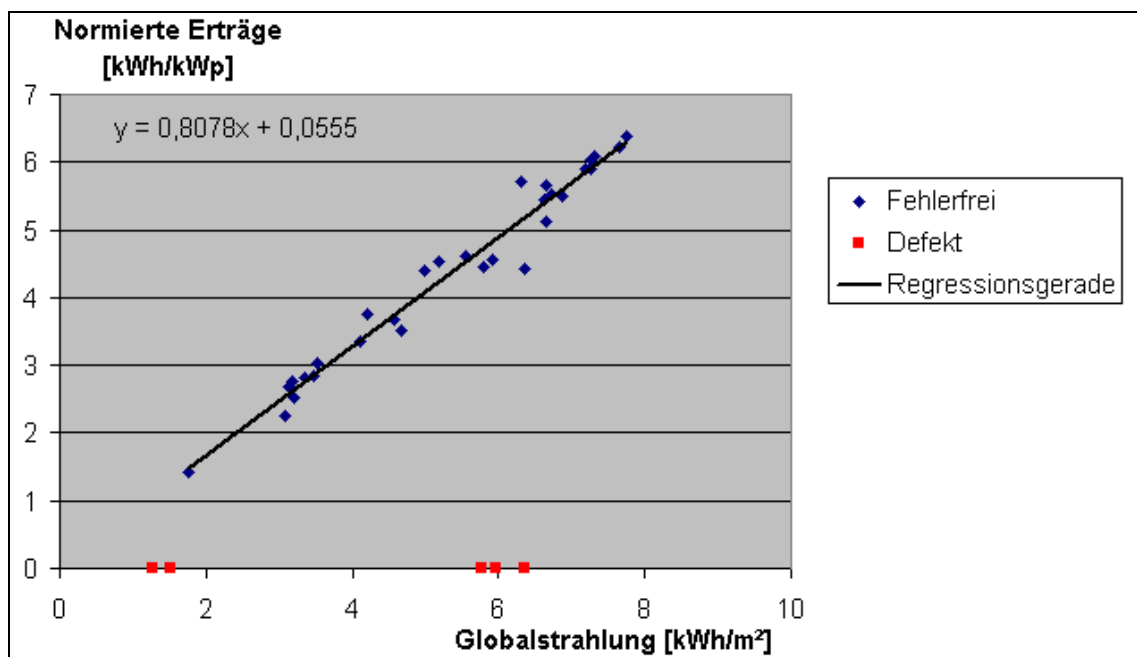


Abb. 5-3: Defekte Anlage

Aus den realen Globalstrahlungsdaten und einer Einspeisevergütung von 0,2586 €/kWh ergibt sich folgende Rechnung:

	Kalkulierter Ertragsverlust[kWh/kWp]	Globalstrahlung [kWh/m²]
	4,71	5,76
	1,07	1,26
	1,28	1,51
	4,87	5,96
	5,19	6,36
Gesamt	17,12 kWh/kWp	20,85
x installierte Leistung	1034,05 kWh	
x Vergütung (0,2586€)	267,41 €	

Tab. 5-3: Ertragsverlust bei 5-tägigem Anlagendefekt

Multipliziert man diesen Verlust mit $\frac{15}{60,4}$, so erhält man den Ertragsausfall für eine 15 kWp-Anlage im gleichen Zeitraum. Dieser beträgt hierfür 66,41 €.

Zusammenfassend für einen Anlagenausfall an 5 Tagen im Winter sowie an 5 Tagen im Sommer soll Tabelle 5-4 die Verluste für die Jahre 2005, 2008 sowie 2012 in Abhängigkeit der Degression der Einspeisevergütungen im zeitlichen Verlauf für die Anlagengrößen 10 kWp sowie 40 kWp verdeutlichen. Auf Basis einer Matrix in dieser Form kann ein Anlagenbetreiber entscheiden, ob mit Ausfällen in diesen Größenordnungen zu rechnen ist und sich folglich eine Überwachung rentiert.

Winter			
Vergütung [€/kWh]	2005	2008	2012
10 kWp	0,5453	0,4675	0,2443
40 kWp	0,5187	0,4448	0,2323
Verlust [€]			
10 kWp	27,28	23,39	12,22
40 kWp	103,79	89	46,48
Sommer			
Vergütung [€/kWh]	2005	2008	2012
10 kWp	0,5453	0,4675	0,2443
40 kWp	0,5187	0,4448	0,2323
Verlust [€]			
10 kWp	115,13	98,71	51,58
40 kWp	438,07	375,65	196,19

Tab. 5-4: Ertragsausfall für jeweils 5 Tage im Winter / Sommer

Aus den Resultaten dieser Kalkulationen lässt sich ableiten, dass zumeist ein hoher Schaden vermieden werden kann, wenn die Funktionsfähigkeit der Solargeneratoren dauerhaft überprüft wird. Dabei ist die Höhe des Ertragsausfalles jahreszeitlich bedingt. Durch die differierende Höhe der Sonne und die daraus resultierenden Tageslängen kommt es in den Wintermonaten trotz einer besseren Kühlung der Solarmodule zu geringeren Ertragsausfällen als in den Sommermonaten. So ist den ersten beiden Beispielen zufolge die tatsächlich eingetrafene Globalstrahlung im Juni innerhalb von nur 5 Tagen mit 20,85 kWh/m² fast genauso hoch wie im Februar innerhalb von 16 Tagen mit 23,38 kWh/m². Fällt also eine Anlage in den Monaten mit höherer globaler Einstrahlung aus, so ist der resultierende Schaden für den Anlagenbetreiber entsprechend gravierender.

Grundsätzlich findet aufgrund der unterschiedlichen Umwelteinflüsse im Jahresverlauf für eine genaue Ertragsausfallberechnung eine individuelle Kalkulation statt. Die beiden Beispielrechnungen sollten zunächst lediglich einen Überblick darüber geben, mit welchen Verlusten grob gerechnet werden muss im Falle eines Defektes. Eine Gegenüberstellung mit den Kosten einer Anlagenüberwachung erfolgt in Kapitel 5.2.

5.2 Angebotskalkulation

In diesem Kapitel soll es nun darum gehen, mit welchen Kosten für eine Anlagenüberwachung gerechnet werden muss für zwei Alternativen des Smart Meterings. Einerseits soll die Option kalkuliert werden, dass Einspeisewerte mit Hilfe des in Abschnitt 4.4 beschriebenen und selektierten elektronischen GSM - Zählers MT372 ausgelesen und übermittelt werden. Zum anderen soll für die Zukunft eine Möglichkeit bestehen, Messwerte ebenfalls mittels Powerline-Technologie an eine Datenbank zu kommunizieren. Aufgrund der Weiterentwicklung und der Notwendigkeit effizienterer Energiebereitstellung sowie – übertragung und der damit verbundenen Netzumstrukturierung ist es eine Frage der Zeit, dass Powerlinezähler auch umfassend im Netz der Stadtwerke Schkeuditz zum Einsatz kommen können und werden.

Aus diesem Grund sollen beide Varianten betrachtet werden und eine jeweilige Kostenkalkulation erfolgen.

In der nachfolgenden Tabelle soll zunächst mit dem GSM - Zähler kalkuliert werden. Das Ziel ist es, die jährlichen Kosten eines Anlagen - Monitorings zu erhalten, um durch einen Vergleich mit möglichen Ertragsverlusten die Notwendigkeit der Überwachung aufzuzeigen.

GSM-Zähler	Verrechnungssatz	Zeit [Std/Jahr]	jährl. Kosten
Betriebskosten			
Personal	45 €/Std	0,5 Std	22,50 €
Zählermiete	36,50 €/Jahr		36,50 €
Gesamt			57,00 €
Einmalige Kosten			
Installationskosten	45 €/Std	0,5 Std	22,50 €

Tab. 5-5: Kosten des Monitorings mittels GSM - Zähler

Für die Installation des Zählers werden einmalige Kosten in Höhe von 22,50 €, was einer halben Arbeitsstunde entspricht, veranschlagt. Dazu zählt das Anbringen des Smart Meters beim Kunde, das Einlegen der GSM – Karte sowie der Test und die Konfiguration

des Modems aus der Ferne. Verwendet werden kann dieser Zähler für einen Zeitraum von 8 Jahren, danach muss er laut Gesetzgeber entweder neu geeicht werden oder aber es wird ein Neuer eingebaut. Diese Tatsache soll zum Startzeitpunkt für die Berechnung aber noch keine Rolle spielen.

Die Zählermiete wird anteilig an den Anschaffungskosten des Smart Meters bezogen auf den Nutzungszeitraum von 8 Jahren berechnet. Der Preis des elektronischen Zählers liegt bei 230€, wodurch die jährliche Zählermiete in Höhe von 36,50€ (230€/8) zustande kommt.

Für die jährlichen Verwaltungskosten wurde eine halbe Arbeitsstunde veranschlagt. Darunter fallen die Pflege der Software sowie sonstige Verwaltungstätigkeiten.

In Tabelle 5-5 wird das in Abschnitt 5.1 erläuterte Beispiel des Ertragsausfalls aufgegriffen. Darin wurde analysiert, wie hoch der Schaden bei einem Anlagenausfall durch Schneebedeckung ist. Auf Basis dieses Ausfalls wurde ermittelt, nach wie vielen Tagen in Abhängigkeit der Dimension der Photovoltaikanlage sich die Überwachung ungefähr amortisiert hat. Es kam zu folgendem Ergebnis:

Bsp. Winter	18 Tage	1 Tag	57 € / X =
			Amortisationszeit [Tage]
Ertragsverlust 317 kWp-Anlage	1.807,29 €	100,41€ = X	0,57
Ertragsverlust 15 kWp-Anlage	85,52 €	4,75€ = X	12

Tab. 5-6: Amortisation des Anlagen – Monitorings im Winter

Bei einer PV - Anlage mit einer Nennleistung P von 15 kWp entstand umgerechnet in 18 Tagen ein Verlust von 85,52 €. Dies entspricht durchschnittlich 4,75 € pro Tag. Dadurch ergibt sich eine „Amortisationszeit“ von ca. 12 Tagen, d.h. bei einem 12 – tägigen Einspeiseausfall dieses Ausmaßes oder in diesem Fall einer Schneebedeckung von dieser Dauer und Intensität wären die jährlichen Kosten bereits gedeckt.

Wesentlich stärker ins Gewicht fällt jedoch logischerweise ein Anlagendefekt, welcher in den globalstrahlungsintensiveren Sommermonaten auftritt und dementsprechend verkürzt sich ebenso die Amortisationszeit. Als Vergleich soll das ebenfalls in Abschnitt 5.1 untersuchte Beispiel dienen.

Bsp. Sommer	5 Tage	1 Tag	57 € / X
			Amortisationszeit [Tage]
Ertragsverlust 60,4 kWp-Anlage	267,41 €	53,48 € = X	1,07
Ertragsverlust 15 kWp-Anlage	66,41 €	13,28 € = X	4,3

Tab. 5-7: Amortisation des Anlagen – Monitorings im Sommer

Bei dieser Rechnung in Tab. 5-6 mit dem simulierten Beispiel wird klar, dass sich ein Monitoring deutlich schneller amortisiert als in den Monaten mit niedrigerem Einfallswinkel der Sonne. So würden in diesem Fall mit einem durchschnittlichen täglichen Verlust von 13,28€ der 15 kWp – Anlage die Kosten der Überwachung bereits nach knapp 5 Tagen gedeckt sein, bei größeren Anlagen dementsprechend früher.

Letztlich basieren die beiden Kalkulationen auf tatsächlichen Globalstrahlungswerten und können logischerweise abweichende Resultate hervorbringen. Es sollte nachgewiesen werden, dass bereits nach wenigen Tagen des Anlagendefektes der Verlust so hoch ist, dass eine Investition für ein Monitoring sinnvoll wäre.

Die Kostenberechnung für die Verwendung eines Powerline – Zählers zur Fernauslese der Einspeisedaten basiert auf der gleichen Grundidee wie die des GSM – Zählers. Im Gegensatz dazu ist bei der Kalkulation des Angebotspreises lediglich die Zählermiete abweichend. Diese beträgt aufgrund der geringeren Anschaffungskosten von 110€ bei einer Nutzungsdauer von ebenfalls 8 Jahren jährlich 13,75€. Als Verwaltungskosten werden äquivalent zum GSM – Zähler eine halbe Stunde pro Jahr angenommen, wodurch sich jährliche Gesamtkosten von 36,25€ ergeben. Die einmaligen Installationskosten betragen ebenfalls 22,50€.

Aufgrund der geringeren jährlichen Raten der Powerline - Variante würde sich ein Monitoring wesentlich schneller rentieren, ist aber aktuell noch nicht realisierbar.

Ziel dieser Kalkulationen war es, eine Kostenbetrachtung durchzuführen, welche einen grundsätzlichen Überblick darüber geben soll, ob sich ein solches Dienstleistungsangebot für den Kunden als wirtschaftlich erweisen würde. Aufgrund der Beispielkalkulationen wird deutlich, ob und ab wie vielen Ausfalltagen eine Überwachung ratsam wäre.

6 Ergebnisse und Ausblick

Im abschließenden Kapitel sollen die gewonnenen Erkenntnisse zusammengetragen werden und ein Ausblick auf potenzielle Weiterentwicklungsmöglichkeiten sowie Verbesserungsansätze erfolgen.

6.1 Ergebnisse

Das Ziel dieser Arbeit war es, mit Hilfe eines gegebenen Datenbestandes eine Lastganganalyse zu realisieren und aus den resultierenden Erkenntnissen Möglichkeiten zur Evaluierung des Einspeiseverhaltens von PV – Anlagen zu entwickeln. Mit Hilfe einer Regressionsanalyse konnten die Lastgänge analysiert und für künftige Einspeiseverhaltensmuster als Referenz genutzt werden.

Im zweiten Teilabschnitt sollte geprüft werden, ob ein mögliches Dienstleistungsangebot zum Überwachen von Photovoltaikanlagen wirtschaftlich und marktfähig gestaltet werden kann. Nach einer ausführlichen Kalkulation der Höhe des Schadens infolge eines Ertragsausfalles und einem anschließenden Vergleich mit den Betriebskosten einer dauerhaften Analyse und Auswertung der Lastgangdaten von PV - Anlagen im Netzgebiet der Stadtwerke Schkeuditz GmbH wurde deutlich, dass ein solches Angebot durchaus sinnvoll ist. Im Laufe der Zeit nimmt das Interesse am täglichen Kontrollieren der Einspeisewerte ab und somit steigt das Risiko eines Nichtwahrnehmens von Unregelmäßigkeiten bzw. Defekten.

6.2 Bewertung der Arbeit

Aufgrund der durchgeführten Lastgangdatenanalyse und der Betrachtung der Verluste im Schadensfall wurde nachgewiesen, dass sich eine zusätzlich installierte Anlagenüberwachung als wirtschaftlich erweist und auf Basis dieser Erkenntnisse konkrete Überlegungen und Maßnahmen zur Markteinführung einer solchen Dienstleistung durchgeführt werden können und sollten.

Weiterhin wurde im Verlauf dieser Arbeit eine Verfahrensweise systematisch angewendet und problemspezifisch durchgeführt, welche sich nachweislich als praxistauglich erwiesen hat und mit der eine Evaluierung von PV – Anlagen – Lastgängen praktiziert werden kann.

6.3 Ausblick

Um in Zukunft ein konkurrenzfähiges Dienstleistungsangebot auf dem Markt anzubieten bedarf es noch flächendeckenden Feldtests bezüglich der Umsetzbarkeit der Grundidee, die dahinter steckt. Ein Fehlalarm sollte unbedingt möglichst ausgeschlossen werden.

Es muss in Erfahrung gebracht werden, ob Bedarf bei den Kunden und Anlagenbetreibern im Versorgungsnetz der Stadtwerke besteht und wie hoch dieser potenziell ist. Dazu ist eine umfassende Marktforschung zu betreiben. In der Folge können weitere Überlegungen und Kalkulationen aufgestellt werden, welche Gewinnspanne ökonomisch und strategisch sinnvoll ist.

Literatur

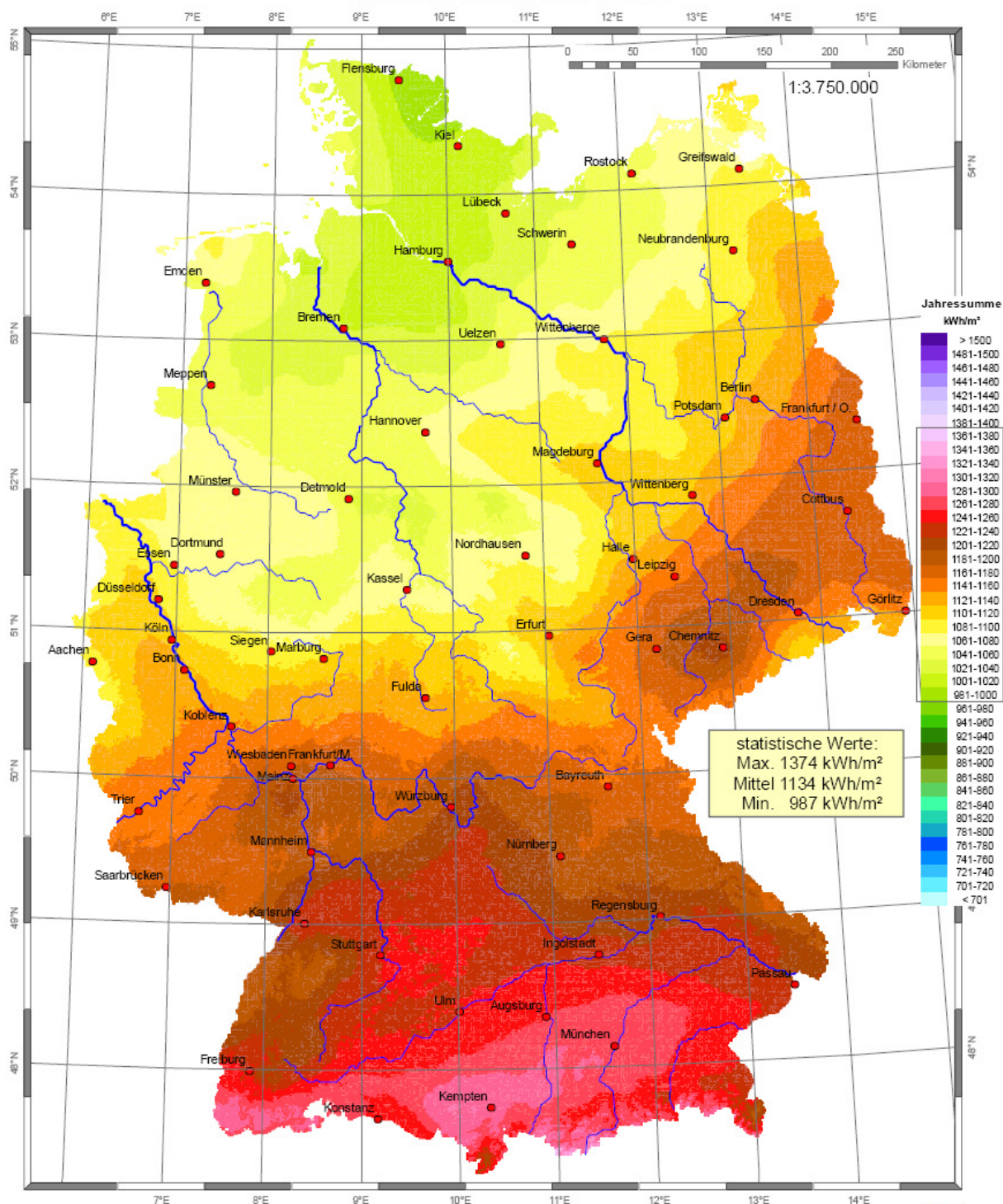
- [SEL09] Seltmann, Thomas: Photovoltaik: Strom ohne Ende. – 4. Aufl. Berlin : Solarpraxis, 2009
- [HAS05] Haselhuhn, Ralf: Photovoltaik – Gebäude liefern Strom. – 5. Aufl. Köln : TÜV-Verlag, 2005
- [WAG10] Wagemann, Hans-Günther ; Eschrich, Heinz: Photovoltaik - Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben. – 2. Aufl. Wiesbaden : Vieweg + Teubner, 2010
- [MER11] Mertens, Konrad: Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis. – 1. Aufl. München : Carl Hanser Verlag, 2011
- [PAE] Paesler, Oliver: Technische Indikatoren : Lineare Regression in der technischen Analyse. – 1. Aufl. : FinanzBuch Verlag, 2007
- [SOL] <http://www.solaranlagen-portalportal.com/solarmodule/systeme/polykristallin>
- [PV] <http://www.photovoltaik.org/wissen/systemwirkungsgrad>
- [EEG] Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG (idF v. 01.01.2012)
- [STA] http://web.neuestatistik.de/inhalte_web/content/MOD_37161/html/comp_37202.html
- [RIN] Rindelhardt, Udo; Hartig, Ralf; Braumann, Andreas; Beuthner, Karsten: Zentrales Monitoring von Photovoltaikanlagen mittels Smart Metering Systemen und regionalen Strahlungsdaten. – 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein; 2012
- [REG] Schneider, Astrid; Hommel, Gerhard, Blettner Maria: Deutsches Ärzteblatt: Übersichtsarbeit Lineare Regressionsanalyse. – Heft 44, 2010

- DUD] Horster, Patrick; Fox, Dirk: Datenschutz und Datensicherheit: Konzepte, Realisierungen, Rechtliche Aspekte, Anwendungen (DuD - Fachbeiträge). – Vieweg + Teubner Verlag (2010)
- [RWO] <http://www.ralf-woelfle.de/elektrosmog/redir.htm?http://www.ralf-woelfle.de/elektrosmog/technik/plc.htm>
- [TIN] Priggen Special Electronic: Tinytag Funk- Datenlogger- Software, Steinfurt, 2011
- [AMM] Milosivic, Milena:
http://www.funkschau.de/telekommunikation/know-how/article/83811/0/Automatic-Meter-Management_ergaenzt_Short-Range-Technologien/, 18.11.2011

Anlagen

Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland

Jahressummen 2011



Wissenschaftliche Bearbeitung:
DWD, Abt. Klima- und Umweltberatung, Pf 30 11 90, 20304 Hamburg
Tel.: 040 / 66 90-19 22; eMail: klima.hamburg@dwd.de

Deutscher Wetterdienst
Wetter und Klima aus einer Hand



MT372

Drehstromzähler mit
GSM / GPRS Modem
für AMM und
Fernübertragung



MT372 ist für den deregulierten Energiemarkt bestimmt und ermöglicht Vorbereitungen für den Einsatz von AMM Diensten. Er ist ein Drehstromzähler für Haushalt, Kleingewerbe und Industrie. Der Zähler besitzt ein eingebautes GSM / GPRS Modem. Das eingebaute GSM / GPRS Modem kann auch durch eine RS 485 Schnittstelle ersetzt werden. Der Zähler ist eine perfekte Kombination aus bewährter Messtechnik und aktueller GSM/GPRS Kommunikation, alle Teile integriert und plumbierbar in einer einzigen Einheit. Die integrierte Lösung hat die gleich hohe Qualität und Zuverlässigkeit wie alle Iskraemeco Zähler. Der Zähler entspricht IEC 62052-11 und IEC 62053-21, ISO 9001 und ist nach unseren hohen Iskraemeco Standards, die auf über 60 Jahren als Zählerhersteller und mehr als 55 Millionen weltweit installierten Zählern basiert, konstruiert.



		Wirkenergie Blindenergie (Option)
		Eine oder zwei Energierrichtungen
		Mehrfachregistrierung
		Echtzeit Uhr, synchronisierbar über Kommunikation
		Messmöglichkeiten
		Lastprofil
		Logbuch
		Kommunikationsprotokolle
		AMM Kommunikation: GSM/GPRS/SMS

- Voll integriertes GSM / GPRS Modem
- AMM bei Bedarf und Alarm Rückmeldungen
- Einfache und schnelle Montage - Prozedur
- Für Energieversorger, die Eingänge für Wasser-, Wärme- oder Gas Zählerdaten benötigen
- Kontakte für ferne oder lokale Lastkontrolle
- Optionaler Schalter für Ausschaltung von Kunden , Abschaltung oder Begrenzung
- Erkennung von aktuellen Status
- Sehr hohe EMC Unempfindlichkeit

FUNKTIONEN UND TECHNISCHE DATEN

Gemessene und registrierte Einheiten

Wirk- und (optional) Blindenergie in beiden Energierichtungen (Scheinenergie ist ebenfalls möglich) – Bezug (A+, R+, S+) und Lieferung (A-, R-, S-)

Genauigkeitsklassen:

- 2 oder 1 (nach IEC 62053-21, IEC 62053-22)
- A oder B (nach EN 50470-3)

Maximummessung mit programmierbaren

Messperioden (üblich 5, 10, 15, 30 oder 60 Minuten)

Energie Qualität Parameter

- Momentane Spannung und Strom
- Unter / Überspannung
- Phasenspannungs Ausfall
- Spannungsverzerrungen
- Tägliche Spitze und minimale Spannung für jede Phase
- Anzahl der Kurzunterbrechungen (weniger als 3 Minuten), Gesamtzeit ohne Versorgung

Tarif Aufzeichnung

- Programmierbare Tarifstruktur, bis zu 4 Tarife
- Bis 4 Saisonen, bis zu 4 Wochenprogramme
- Bis zu 4 Tagestypen, bis zu 8 Tageswechsel...

Lastprofile

- Zwei unabhängige Lastprofile (LP1, LP2), jeder mit bis zu 16 Kanälen
- Programmierbare Messperioden (üblich 15, 30 oder 60 Minuten, 1 Tag)
- Kapazität (1 Kanal mit Zeitschalt und Status, 60 Min. Messperiode): 144 Tage

Logbuch: bis zu 64 Ereignisse mit Zeitschalt

Kommunikation

GSM/GPRS

- Eingebautes GSM / GPRS Modem
- Zweiband GSM 900 / 1800 MHz wird unterstützt
- Hochwertige Antenne ist im Zähler eingebaut.

Externe Antenne (optional)

Im Fall von schlechten GSM Empfangsverhältnissen kann eine externe Antenne mit speziellem Anschluss über induktiven Koppler ohne Gehäuseöffnung angeschlossen werden.

SIM Karte

Eine SIM Karte kann mit automatischer Registrierung im GSM Netzwerk eingesetzt werden. Der SIM Karten Einschub wurde mit einer hochwertigen Kontaktierung konstruiert und liegt unter dem Zählerklemmdeckel.

RS485

Optional – an Stelle des GSM Modems – kann der Zähler auch mit einer RS485 Schnittstelle ausgerüstet werden. Bis zu 31 Zähler können über eine Kommunikationslinie über eine Entfernung bis zu 1200 Meter verbunden werden.

Kommunikationsprotokolle

Zwei Protokolle werden unterstützt:

- IEC 62056-46 (DLMS) bei GSM und optional bei RS 485
- IEC 62056-46(DLMS) und IEC 62056-21 (früher 61107) bei IR Schnittstelle

Prüfausgang LED

Die LED's sind eingebaut um den Wirkenergie- und optional Blindenergiefluss anzuzeigen. Blinkende Frequenz ist im Verhältnis zum Energieverbrauch.

Echtzeituhr

- Entsprechend der IEC 62052-21
- Tageslicht Speicherfunktion
- Fernsynchronisation
- Super Kondensator für die Energieversorgung (ca. 10 Tage)

LCD

- Die Daten können im automatischen oder manuellen Roll Mode angezeigt werden
- Programmierbares Daten setzen und Sequenzen
- Daten Identifikation beruht auf IEC 62056-61 (OBIS)
- Phasenspannungsverfügbarkeit, Energiefluss Richtung, Selbstdiagnose Parameter sowie einige Kommunikationsparameter werden ebenfalls an der LCD angezeigt
- 3-stufige Anzeige der GSM-Signalstärke (gut, schwach, zu schwach)
- Anzeige, dass ein Zähler ins GSM Netz registriert ist
- Anzeige, dass Kommunikation über GSM Modem läuft

Manipulation

- Der Zähler registriert Gehäuseöffnung- bzw. Klemmdeckel Öffnung und zeichnet dies im Logbuch auf
- Nullleiter Unterbrechung

Einsatz in verschiedenen Netzen

Der Zähler kann als Einphasen oder Drehstromzähler verwendet werden.

Ausgangskontakte: Zwei Kontakte sind eingebaut

- 6 A Kontakt für Lastkontrolle
- 100 mA Opto Mos

Abschaltung

Optional kann der Zähler mit einem externen 3 phasigen Schaltelement (100A) bestückt werden, dass am Klemmblock angeschlossen ist und verknüpft werden kann (Code red Lastbegrenzungsfunktion)

Versorgungsunternehmen

- M Bus Mikromaster um bis zu 4 Gas-, Wärme- oder Wasserzähler anschliessen zu können
- M Bus überprüfte Schalteinheit

Alarm Eingang

Der Zähler kann mit zwei zusätzlichen Alarmeingängen versehen sein, die zum Anschliessen eines externen Geräts geeignet sind.

Genauigkeitsklasse	IEC 62053-21, 22.....2 oder 1 EN 50470-3.....A oder B
Maximaler Strom85 A oder 120 A
Nennspannung3 x 230 / 400 V andere Nennspannungen sind möglich
Spannungsbereich0,8 Un ... 1,15 Un
Nennfrequenz50 oder 60 Hz
Betriebstemperatur-25°C ... +60°C
Erweiterte Betriebstemperatur-40°C ... +70°C
Lagertemperatur-40°C ... +80°C
Eigenverbrauch Stromkreis< 0,5 VA
Eigenverbrauch Spannungskreis< 2W / 10 VA
Isolationsprüfung4 kV, 50 Hz, 1 Min
Stoßspannungsprüfung12 kV 1,2 / 50 µs
Kurze Stromspitzen30 Imax
EMC Burst Test (IEC 61000-4-4-)6 kV
Optische Schnittstelle IRIEC 62056-21
Abmessungen250 x 178 x 86 mm
Gewicht1,3 kg

Klemmblock

- D = 8,5 mm oder D = 9,5 mm

Rückruf Funktion

Der Zähler kann einen Ruf an die Zentrale absetzen.

- Nach Installation
- Wenn eine vordefinierter Alarmzustand besteht (z.B. nach Stromausfall / Wiederkehr)
- Wenn ein Signal von Alarmeingang ansteht

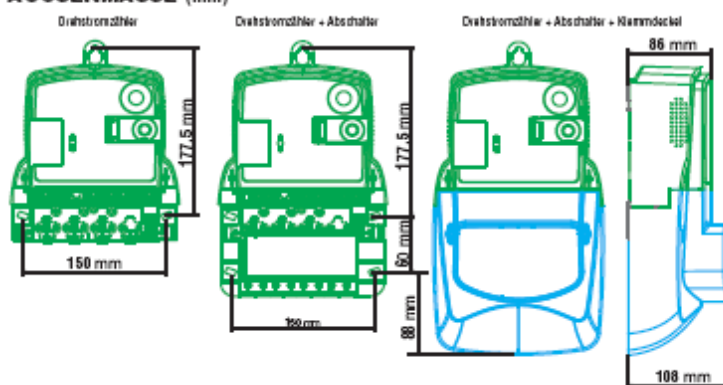
Programmierung

Zählerprogrammierung kann Vorort (über Abtastkopf) oder Ferne (über GSM Modem) unter Berücksichtigung der entsprechenden Sicherheitsebenen erfolgen

Gehäuse

- Selbstlöschendes Polycarbonat
- IP 54 Schutzklasse gegen Wasser und Schmutz

AUSSENMASSE (mm)



Aufgrund der gelegentlichen Verbesserungen können die tatsächlich gelieferten Erzeugnisse in Einzelheiten von den in diesem Prospekt angeführten Daten abweichen.

Iskraemeco, Energie- Meßtechnik und Management, AG
4000 Kranj, Savska loka 4, Slowenien
Telefon: (+386 4) 206 40 00, Telefax: (+386 4) 206 43 76,
<http://www.iskraemeco.si>, E-Mail: info@iskraemeco.si
Herausgabe: Iskraemeco. Änderungen vorbehalten.

Selbstständigkeitserklärung

Hiermit erkläre ich, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Quellen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht.

Diese Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt.

Mittweida, den 08. Januar 2013

Jens Barthel